

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR  
UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES  
TRABAJO DE FIN DE GRADO

**EVALUACIÓN EXERGÉTICA Y ECONÓMICA DE UNA CENTRAL HÍBRIDA  
QUE COMBINA CARBÓN CON ENERGÍA SOLAR**

Autor: Cristina Serrano Sánchez

Tutor: Fontina Petrakopoulou

JUNIO 2017

# Índice general

1. Introducción .....	1
2. Estado del arte.....	3
2.1. Situación actual .....	3
2.2. Centrales híbridas.....	4
2.2.1. Energía solar .....	4
2.2.1.1. Colector solar parabólico (PTC) .....	6
2.2.1.2. Colector Fresnel.....	6
2.2.1.3. Disco Stirling .....	7
2.2.1.4. Central solar de torre .....	7
2.2.2. Células de combustible .....	8
2.2.2.1. Celdas de óxido sólido (SOFC) .....	9
2.2.2.2. Celdas de carbono fundido (MCFC).....	11
2.2.3. Energía eólica .....	12
2.2.4. Biomasa .....	12
2.3. Elección de la central híbrida a estudiar .....	13
3. Metodología .....	14
3.1. Análisis exérgico.....	15
3.1.1. Exergía .....	15
3.1.1.1. Exergía física .....	16
3.1.1.2. Exergía química .....	16
3.1.1.3. Exergía perdida y destruida.....	20
3.1.2. Eficiencia exérgica .....	21
3.2. Análisis económico.....	22
3.2.1. Inversión en capital .....	22
3.2.1.1. Estimación de costes .....	26
3.2.1.2. Inversión neta.....	30
3.2.2. Ingreso total requerido .....	30
3.2.2.1. Recuperación total de capital.....	31
3.2.2.2. Retorno sobre la inversión .....	33

3.2.2.3. Impuestos y seguros.....	33
3.2.2.4. Costes de carbón y O&M.....	34
3.2.2.5. Ingreso total requerido .....	34
3.2.2.6. Ingreso total requerido nivelado.....	35
3.2.3. Coste nivelado de la electricidad .....	36
4. Simulación y análisis de una central híbrida .....	37
4.1. Simulación .....	37
4.1.1. Caracterización de la central .....	39
4.1.1.1. Central de carbón .....	40
4.1.1.2. Central de torre solar .....	41
4.1.2. Simulación de la central híbrida .....	41
4.1.3. Resultados de la simulación .....	48
4.2. Análisis exergético.....	54
4.2.1. Exergía química .....	54
4.2.2. Eficiencia exergética.....	56
4.3. Análisis económico.....	62
4.3.1. Inversión en capital .....	62
4.3.1.1. Datos iniciales.....	62
4.3.1.2. Cálculo de costes previo .....	64
4.3.1.3. Ajuste de costes con el tiempo .....	66
4.3.1.4. Cálculo de intereses pagados durante la construcción (IPDC).....	68
4.3.1.5. Inversión neta.....	69
4.3.2. Ingreso total requerido .....	70
4.3.2.1. Recuperación total de capital.....	71
4.3.2.2. Retorno sobre la inversión .....	72
4.3.2.3. Impuestos y seguros.....	74
4.3.2.4. Costes de carbón y O&M.....	74
4.3.2.5. Ingreso total requerido .....	75
4.3.2.6. Ingreso total requerido nivelado.....	76
4.3.3. Coste nivelado de la electricidad .....	77
5. Conclusiones y vías futuras .....	78
5.1. Conclusiones.....	78
5.1.1. Análisis exergético.....	78

5.1.2. Análisis económico.....	80
5.1.3. Comparación de una central de carbón y una central híbrida.....	82
5.1.3.1. Análisis exergético.....	83
5.1.3.2. Análisis económico.....	84
5.2. Vías futuras.....	86
 Bibliografía.....	 87
 Anexo I: Resultado de la simulación.....	 94
Anexo II: Eficiencia exergética y exergía destruida de las corrientes de la central.....	99
Anexo III: Cálculo del Ingreso Total Requerido .....	102

# Índice de figuras

Figura 2.1. Esquema de una central híbrida.....	5
Figura 2.2. Diseño de un colector solar parabólico.....	6
Figura 2.3. Colector Fresnel.....	6
Figura 2.4. Reflector de disco.....	7
Figura 2.5. Central solar de torre. ....	8
Figura 2.6. Diagrama de una celda de combustible. ....	9
Figura 2.7. Diseño esquemático de una SOFC.....	10
Figura 2.8. Central eléctrica con SOFC. ....	10
Figura 2.9. Esquema de una MCFC.....	12
Tabla 3.1. Exergía química estándar molar. ....	17
Tabla 3.2. Composición de carbón. ....	18
Tabla 3.3. Composición del aire. ....	19
Tabla 3.4. Desglose de los costes que intervienen en la inversión de capital. ....	23
Figura 4.1. Regiones económicamente viables para CSP.....	38
Tabla 4.2. Horas de sol en 2014 por provincias. ....	38
Figura 4.3. Central térmica Litoral.....	38
Figura 4.4. Localización de la central. ....	39
Tabla 4.5. Características de la central Litoral. ....	40
Tabla 4.6. Características de la central Gemasolar. ....	41
Figura 4.7. Esquema de la central híbrida.....	43
Figura 4.8. Factor de extracción de la turbina. ....	46
Tabla 4.9. Valores iniciales y finales de la iteración. ....	46
Figura 4.10. Configuraciones de precalentadores. ....	48
Tabla 4.11. Condiciones del 15 de enero. ....	49
Tabla 4.12. Condiciones del 15 de julio.....	49
Tabla 4.13. Condiciones del 15 de marzo. ....	49
Tabla 4.14. Diferencia entre la central híbrida de día y de noche. ....	50
Tabla 4.15. Resultados para las corrientes de vapor. ....	51
Tabla 4.16. Resultados para las corrientes de agua.....	52
Tabla 4.17. Resultados para las corrientes de sales fundidas.....	52
Tabla 4.18. Resultados para la corriente de aire.....	52
Tabla 4.19. Resultados para la corriente de carbón. ....	52
Tabla 4.20. Resultados para la corriente de productos de combustión. ....	53

Tabla 4.21. Fracción molar de los componentes del producto de la combustión. ....	55
Tabla 4.22. Exergía química de las corrientes. ....	56
Tabla 4.23. Exergías para las corrientes principales. ....	57
Tabla 4.24. Eficiencias exergéticas de los componentes. ....	60
Tabla 4.25. Costes de equipamiento. ....	65
Tabla 4.26. Estimación de costes. ....	65
Figura 4.27. Línea temporal de costes. ....	67
Tabla 4.28. Relación de costes según los años. ....	67
Tabla 4.29. Porcentaje del coste pagado por cada financiación. ....	68
Tabla 4.30. Intereses pagados en cada financiación. ....	69
Tabla 4.31. Inversión depreciable y no depreciable. ....	69
Tabla 4.32. Inversión neta. ....	70
Tabla 4.33. Depreciación de la central híbrida. ....	71
Tabla 4.34. Recuperación total de capital. ....	72
Tabla 4.35. ROI del préstamo. ....	72
Tabla 4.36. ROI de las acciones ordinarias. ....	73
Tabla 4.37. ROI de las acciones preferentes. ....	73
Tabla 4.38. Impuestos y seguros. ....	74
Tabla 4.39. Costes de carbón y O&M para los 25 años de vida. ....	75
Tabla 4.40. Ingreso total requerido. ....	76
Tabla 4.41. Ingreso total requerido nivelado. ....	77
Tabla 5.1. Análisis económico de una central de carbón. ....	84
Tabla I.1. Resultados para las corrientes de vapor. ....	94
Tabla I.2. Resultados para las corrientes de agua. ....	95
Tabla I.3. Resultados para las corrientes de sales fundidas. ....	96
Tabla I.4. Resultados para la corriente de aire. ....	97
Tabla I.5. Resultados para la corriente de carbón. ....	97
Tabla I.6. Resultados para la corriente de productos de combustión. ....	97
Tabla II.1. Exergías para las corrientes principales. ....	99
Tabla III.1. Depreciación de la central híbrida. ....	102
Tabla III.2. Recuperación total de capital. ....	103
Tabla III.3. ROI del préstamo. ....	104
Tabla III.4. ROI de las acciones ordinarias. ....	105
Tabla III.5. ROI de las acciones preferentes. ....	106
Tabla III.6. Impuestos y seguros. ....	107

Tabla III.7. Costes de carbón y O&M para los 25 años de vida. ....	108
Tabla III.8. Ingreso total requerido.....	109

## Nomenclatura

### Caracteres latinos y griegos

$E$	Exergía	[MW]
$e$	Exergía específica	[kJ/kg]
$T$	Temperatura	[°C]
$p$	Presión	[bar]
$U$	Energía interna	[MW]
$V$	Volumen	[m <sup>3</sup> ]
$S$	Entropía	[kJ/kg K]
$\dot{H}$	Entalpía	[kJ/kg]
$\dot{m}$	Gasto másico	[kg/s]
$x$	Fracción molar	[-]
$X$	Fracción másica	[-]
$\bar{R}$	Constante universal de los gases ideales	[J/mol K]
$\nu$	Coeficiente estequiométrico en la reacción	[-]
$Q$	Calor	[MW]
$\varepsilon$	Eficiencia	[-]
$i$	Interés	[-]
$r$	Escalado	[-]
$P$	Porcentaje de inversión	[-]
$t$	Impuesto	[-]
$N$	Años	[Años]



$f$	Factor de extracción	[-]
$W$	Potencia	[MW]

#### Acrónimos y siglas

CSP	Energía termosolar de concentración
PTC	Colector solar parabólico
SOFC	Celdas de óxido sólido
MCFC	Celdas de carbono fundido
HHV	Poder calorífico superior
DAF	Carbón seco libre de cenizas
TCI	Inversión en capital total
TRR	Ingreso total requerido
LCOE	Coste nivelado de la energía
FCI	Inversión en capital fijo
DC	Costes directos
IC	Costes indirectos
PEC	Coste de compra de los equipos
PMC	Costes de puesta en marcha
AC	Activo circulante
O&M	Coste de operación y mantenimiento
PFI	Inversión en los servicios de la central
FC	Coste de combustible
MO	Coste de mano de obra

IC	Intercambiadores de calor
IPDC	Intereses pagados durante la construcción
ISC	Inversión en servicios de la central
VE	Vida económica
VU	Vida útil
TCR	Recuperación total de capital
ROI	Rendimiento de la inversión
IS	Impuesto de sociedades
OIS	Otros impuestos y seguros
DF	Depreciación fiscal
FD	Factor de depreciación
DC	Depreciación contable
IDR	Impuesto diferido sobre la renta
IN	Inversión neta
IND	Inversión neta depreciable
INND	Inversión neta no depreciable
BPA	Balance a principios de año
FRC	Factor de recuperación de capital
E	Electricidad generada
PR	Periodo de recuperación
I	Ingresos

Superíndices

$PH$	Exergía física
$CH$	Exergía química
$KN$	Exergía cinética
$PT$	Exergía potencial

Subíndices

$sys$	Sistema
$0$	Condiciones ambientales
$k$	Sustancia k
$R$	Reactivos
$P$	Productos
$f$	Combustible
$q$	Exergía térmica
$L$	Perdida
$b$	Frontera
$D$	Destruída
$x$	Extracción
$i$	Inflación
$n$	Nominal
$r$	Real
$m$	Media
$s$	Sociedades

<i>IBI</i>	Propiedad
<i>seg</i>	Seguros
<i>Pr</i>	Préstamo
<i>AO</i>	Acciones ordinarias
<i>AP</i>	Acciones preferentes
<i>cte</i>	Constante
<i>cor</i>	Corriente
1	Año 1



# CAPÍTULO 1

## Introducción

Este trabajo se centra en el estudio de la viabilidad de una central híbrida de carbón y energía solar. Para ello, se realizará una simulación de la planta con el programa EbsilonProfessional y, posteriormente, se analizará desde el punto de vista económico y exergético.

El interés en este tema recae en que las centrales híbridas representan una solución a la creciente preocupación por el aumento del efecto invernadero, el cambio climático y el agotamiento de los recursos. Actualmente los combustibles fósiles suponen el 80% de la energía mundial y se estima que un cuarto de esa energía es generado por carbón, principal responsable de las emisiones de dióxido de carbono. [1] Además, la International Energy Agency (IEA) prevé un aumento de la producción de carbón debido a la industrialización de los países en desarrollo. [2]

Ante el contexto actual, las centrales híbridas se sitúan como una alternativa prometedora a corto y medio plazo. Esta tecnología se basa en la combinación de dos o más recursos (generalmente, un combustible fósil y una energía renovable) para aprovechar las ventajas de cada uno y disminuir sus inconvenientes. El resultado es una disminución del consumo de combustibles convencionales y de la contaminación. Asimismo, se mitigan los dos principales inconvenientes de las plantas renovables: la discontinuidad e inestabilidad del suministro. [1] [2] Sin embargo, su principal desventaja es la disminución de la eficiencia y el aumento de los costes y la complejidad del sistema respecto a una planta fósil.

A lo largo de este trabajo se va a ir desarrollando el procedimiento seguido para analizar la central híbrida. Primero se presentará la situación actual que explica la introducción de esta tecnología. Seguidamente, se detallarán el diseño y principales características de la central empleadas en la simulación, así como los resultados obtenidos. El objetivo de las centrales híbridas es que parte de la energía necesaria para precalentar el agua de la caldera provenga de una fuente renovable. Por tanto, el carbón sirve de apoyo para cubrir el déficit de energía que

no pueda ser producido por la fuente renovable y su consumo depende de las condiciones climatológicas. Para estudiar el comportamiento de la central se llevará a cabo una simulación estática de varios momentos del año.

A continuación, con estos datos se procederá a llevar a cabo el análisis exergético para determinar las principales irreversibilidades del sistema, la eficiencia exergética y la exergía destruida de cada componente y de la globalidad de la central híbrida. Asimismo, se conducirá un análisis económico para calcular la inversión inicial, el ingreso total requerido y el coste nivelado de la electricidad. Todos estos parámetros se compararán con una central de carbón que servirá como referencia de la tecnología fósil actual.

Finalmente, se presentarán las conclusiones extraídas de este Trabajo de Fin de Grado y las vías futuras de estudio que se pretenden seguir.

## CAPÍTULO 2

# Estado del arte

En este capítulo se introducirá la situación energética actual y las razones que han motivado el desarrollo de las centrales híbridas. Con el fin de comprender mejor su estado actual, se presentan a continuación las diferentes opciones de hibridación que existen, su nivel de madurez y sus principales ventajas y desventajas. Asimismo, se justificará la elección de la energía solar para la central que se va a estudiar y se decidirá qué tecnología solar es la más adecuada.

### 2.1. Situación actual

En los últimos 10 años la generación de electricidad a partir del carbón se ha mantenido por encima del 40% de la producción energética mundial. [3] Sin embargo, ha ido surgiendo al mismo tiempo una creciente preocupación de la población por factores como el cambio climático, el efecto invernadero, el agotamiento de los recursos o la inseguridad del suministro y precios de los combustibles fósiles. Estos factores determinan que en los últimos años se hayan desarrollado una serie de protocolos y acuerdos climáticos entre los países, así como el aumento de la generación de electricidad mediante energías renovables.

En España, la producción de electricidad a partir de energías renovables cayó durante la crisis económica, que a su vez impulsó el uso de carbón. En los últimos dos años, esta situación ha comenzado a cambiar. Así, durante el 2016 la producción de electricidad con carbón se situó en un 14,5%, mientras que con renovables en un 41,1%. Sin embargo, de ese porcentaje menos del 5% se debió a energía solar. [4]

A pesar de la creciente importancia de las energías renovables, estas siguen presentando inconvenientes que deben ser solventados. Los principales son la discontinuidad de suministro y el alto coste de la tecnología solar.



Por tanto, las centrales híbridas son una alternativa viable para alcanzar los objetivos de reducción de contaminantes emitidos y dependencia de los combustibles fósiles, a la vez que permite salvar los principales inconvenientes de las energías renovables.

## **2.2. Centrales híbridas**

Actualmente, existen cuatro alternativas renovables para hibridar con la central de carbón: energía solar, eólica, biomasa y celdas de combustible. La elección de la más apropiada depende de la localización y las condiciones climatológicas de la zona en la que se sitúe la planta, sin olvidar el estado de madurez de la misma. [5]

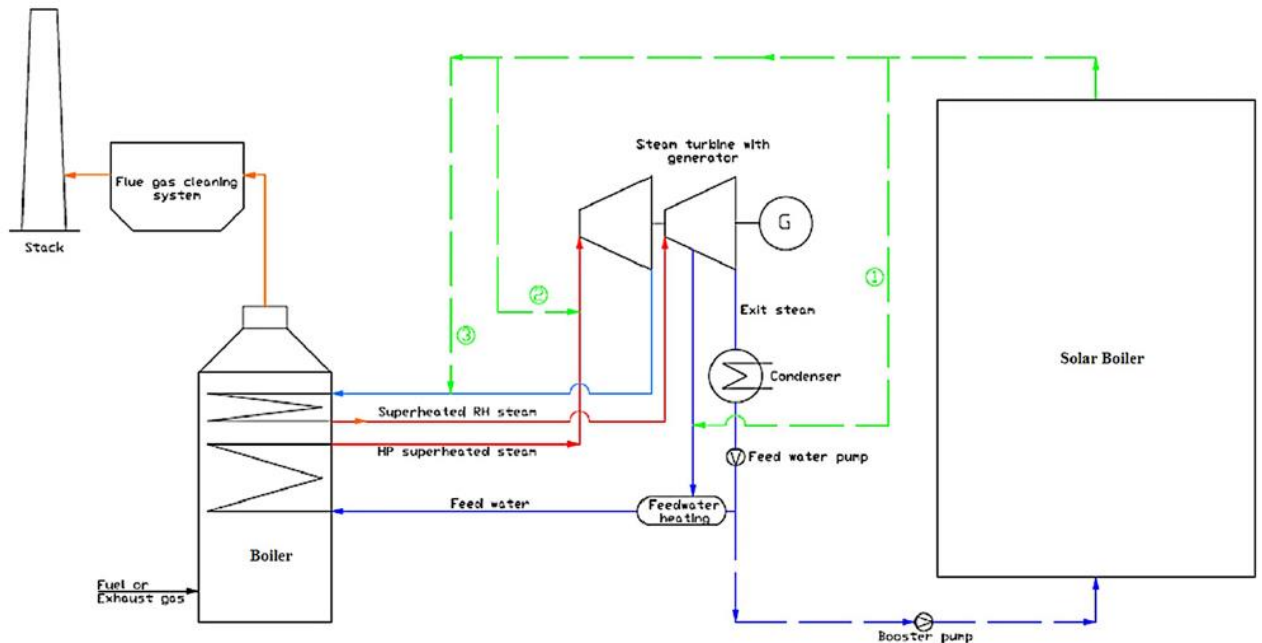
### **2.2.1. Energía solar**

La energía renovable más usada actualmente es la energía solar. Esta tecnología es particularmente importante en países con climas apropiados para su aprovechamiento como China, Túnez, Egipto, Estados Unidos y España. La International Energy Agency prevé que en 2050 el 11,3% de la electricidad global será de origen solar. No obstante, su baja eficiencia, gran inestabilidad y altos costes obligan a buscar nuevas opciones para mejorar su desempeño, sobre todo a corto plazo. [6], [7]

De este modo, se pueden distinguir dos opciones de tecnología solar para generar electricidad: fotovoltaica y termosolar de concentración (CSP). La primera aprovecha directamente la radiación solar por un semiconductor o célula fotovoltaica. La segunda, por su parte, concentra la radiación en áreas más pequeñas (receptores) a través de espejos. Aunque ambas pueden ser combinadas con centrales de combustibles fósiles las más habituales son las que usan CSP. [8][9]

Además, el sistema de hibridación se basa en aportaciones de energía solar al ciclo de Rankine, pero sin usarse directamente para la producción de electricidad. El objetivo es calentar un fluido de trabajo para la producción de vapor. Es decir, la radiación solar se transforma primero en calor y después en electricidad. [6][7] En la siguiente figura se presenta un esquema simplificado de la integración del CSP. [6]

Figura 2.1. Esquema de una central híbrida.



- 1) Calentamiento de agua de alimentación, 2) Vapor de alta presión 3) Vapor de recalentamiento.

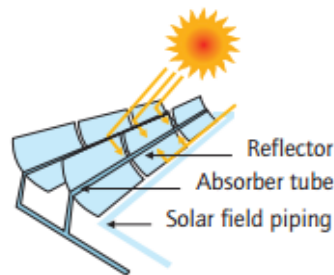
Esta configuración presenta ciertas ventajas sobre las centrales de carbón y plantas solares. Por una parte, se reduce la cantidad de carbón al precalentar el vapor antes de entrar a la caldera y, por otra, se evitan los problemas de discontinuidad e inestabilidad debidos a la dependencia de la radiación solar. Además, si trabajamos con almacenamiento térmico se puede seguir usando la energía solar durante varias horas, aunque la radiación solar no sea suficiente en ese momento. Otra ventaja es que, al no depender exclusivamente del sol, se puede disminuir el área total de espejos. La extensión de las centrales es importante desde el punto de vista medioambiental, pero también de costes, debido al incremento del precio del suelo a medida que nos acercamos a zonas urbanizadas. Por este motivo en la actualidad se están estudiando nuevas propuestas para disminuir aún más el tamaño de los parques solares como la utilización de grandes turbinas de alta eficiencia. [6], [7], [10]–[12]

En la actualidad, hay cuatro tipos de tecnología de concentración disponibles. A continuación, se presentan los rasgos más relevantes y sus principales ventajas e inconvenientes.

### 2.2.1.1. Colector solar parabólico (PTC)

Esta configuración consiste en filas de espejos que reflejan la radiación solar en un tubo absorbente localizado en el centro. Este tubo tiene un recubrimiento y una capa de cristal para facilitar el aislamiento térmico. Dentro del tubo, el fluido de trabajo calienta el vapor del ciclo de Rankine. [13] La configuración más establecida es el uso de aceite como fluido de trabajo. Sin embargo, la degradación del aceite limita la temperatura del vapor a unos 400°C, y por tanto la eficiencia. Se estudia el uso de sales fundidas para resolver este inconveniente y elevar la temperatura a 550°C. Un ejemplo es la central Andasol en España. [13]

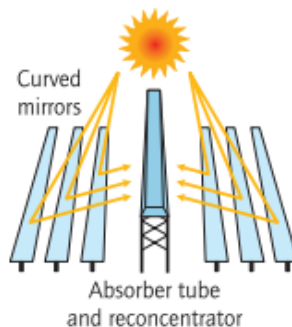
Figura 2.2. Diseño de un colector solar parabólico.



### 2.2.1.2. Colector Fresnel

El colector Fresnel está formado por varias filas de espejos que concentran la radiación en un receptor situado a unos 15 metros por encima. Este receptor consta de tubos con fluido de trabajo en su interior que para evitar pérdidas de calor se cubren con una capa de aislamiento y una cavidad con aire. Más abajo se muestra un esquema de su funcionamiento. [13]

Figura 2.3. Colector Fresnel.



Aunque esta tecnología está aún en desarrollo probando su viabilidad comercial, existen varios ejemplos operativos como la central de Puerto Errado en España y la central Kimberlina de EEUU. [6]

#### 2.2.1.3. Disco Stirling

Esta tecnología se base en un reflector parabólico que concentra la radiación en el centro del disco, alcanzando temperaturas de entre 250 y 700°C. Este disco trabaja conjuntamente con motores Stirling que producen trabajo mecánico a través de un pistón. El calor produce el movimiento del pistón mediante variaciones de presión del hidrógeno contenido en su cámara. También es preciso añadir que esta tecnología tiene potencial para lograr mayores eficiencias que el resto de alternativas de CSP (31-32%). Sin embargo, su empleo se ve muy restringido por sus altos costes debido a la falta de desarrollo y a la limitación en el uso con almacenamiento térmico. Pese a ello, se puede mencionar el proyecto SolarOasis en Sudáfrica como ejemplo. [6][13][14][15]

Figura 2.4. Reflector de disco.



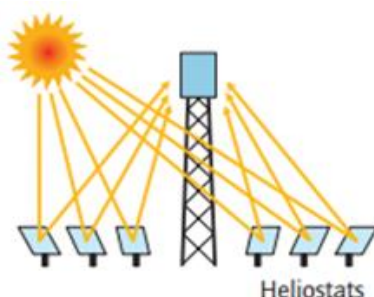
#### 2.2.1.4. Central solar de torre

La central solar de torre basa su funcionamiento en el reflejo de la radiación solar en un receptor en lo alto de una torre por medio de espejos conocidos como heliostatos. El fluido de trabajo situado en el interior del receptor es calentado entre 500 y 1000°C para ser usado en la generación de vapor. Este fluido puede ser de tres tipos: aire como en el proyecto alemán Solair; agua-vapor como es el caso de SunTower en EEUU; y sales fluidas , por ejemplo, Gemasolar en

España. La utilización de agua limita la temperatura del vapor a 250-300°C, en cambio, con aceite sintético se pueden alcanzar 400°C y con sales fundidas más de 565°C.

Esta tecnología no ha sido muy usada frecuentemente debido a los altos costes y el riesgo financiero que supone. En los últimos años se han desarrollado proyectos de este tipo en base a la alta eficiencia que presenta y a su posibilidad de combinar con almacenamiento térmico. [6][9][13][14][16]

Figura 2.5. Central solar de torre.

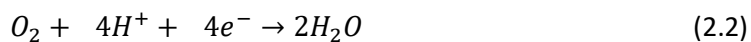


### 2.2.2. Células de combustible

Otro candidato prometedor es la combinación de centrales de carbono con celdas de combustible. El resultado es una tecnología limpia, segura y eficiente. A esto hay que sumarle que la generación de energía no está limitada por el ciclo de Carnot, por lo que su eficiencia es mayor. [17] La energía eléctrica proviene de la reacción química entre el hidrógeno y el agente oxidante. El mecanismo es similar al de las baterías, pero la gran diferencia es que las celdas permiten el consumo continuo de combustible, evitando la necesidad de recarga. Las celdas de combustible consisten en un electrolito y dos electrodos, el ánodo y el cátodo. En el ánodo el hidrógeno se oxida en electrones y protones ( $H^+$ ) siguiendo la reacción:

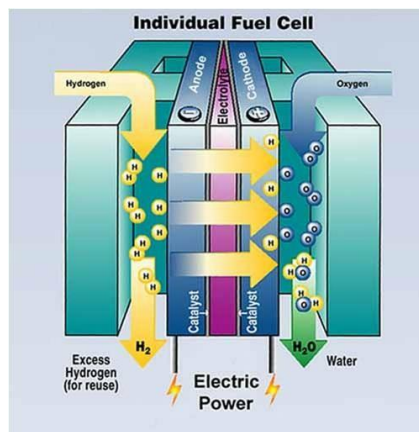


Los productos reaccionan con el oxígeno (u otro oxidante) en el cátodo para formar agua, convirtiendo a las celdas de combustible en una tecnología limpia:



El electrolito sólo permite el paso de los protones de hidrógeno desde el ánodo al cátodo. Consecuentemente, los electrones son forzados a ir a través de un circuito eléctrico produciendo corriente, se obtiene, por tanto, energía eléctrica de una reacción. [18] [19]

Figura 2.6. Diagrama de una celda de combustible.



No obstante, el voltaje creado por una celda es inferior a 1V por lo que se necesita la conexión de cientos de celdas en serie para cumplir los requisitos de aplicaciones normales. Esta agrupación de celdas se conoce como pila de combustible. [20]

Otro inconveniente es la obtención de hidrógeno para su uso. Algunas veces el hidrógeno es generado en centrales, almacenado y transportado, pero normalmente se forma en las propias celdas de combustible mediante oxidación parcial. Con este método se produce hidrógeno a partir de la reacción del carbón con oxígeno. La mayor ventaja de este proceso es que no se necesitan catalizadores para alcanzar altas temperaturas. Sin embargo, se produce poca cantidad de hidrógeno y la presencia de nitrógeno en el aire disminuye la presión parcial del hidrógeno. [18]

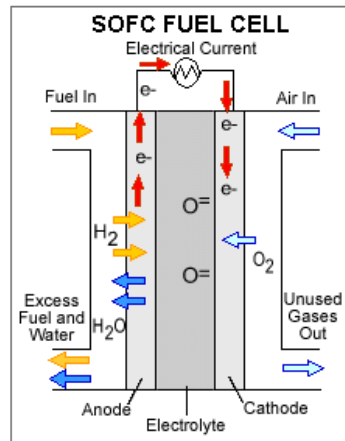
Las celdas de combustible pueden ser de varios tipos en función del electrolito empleado. Aquellas que pueden ser usadas en combinación con centrales de carbón son las descritas a continuación.

#### 2.2.2.1. Celdas de óxido sólido (SOFC)

Las SOFC se basan en un electrolito de óxido sólido o cerámico para producir electricidad. [21] Es el diseño con la mayor eficiencia (50-60%) y al no operar a altas temperaturas (600-

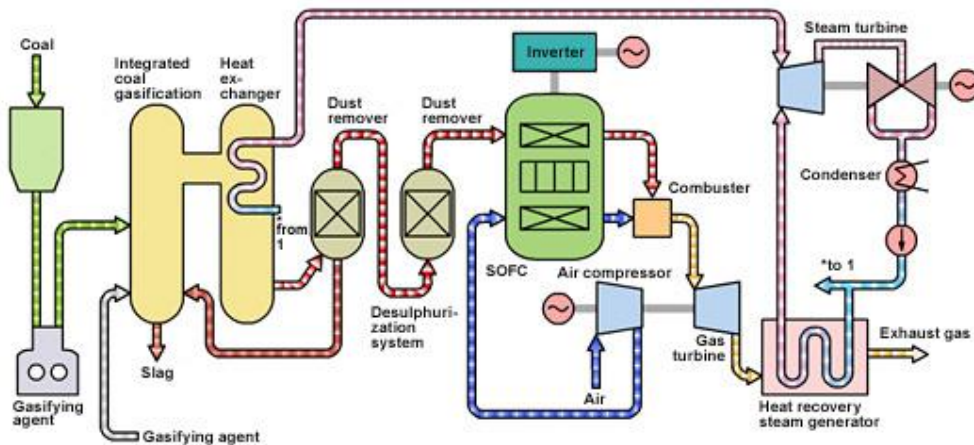
1000°C) no se necesitan catalizadores, por lo que se reduce el coste. Sin embargo, los materiales y el sistema se vuelven más caros y complejos. [18][22][23]

Figura 2.7. Diseño esquemático de una SOFC.



Su combinación con el carbón se basa en que ambos trabajan a temperaturas similares para aprovechar los gases resultantes de la gasificación del carbón. [2]

Figura 2.8. Central eléctrica con SOFC.



Hay dos posibles agentes gasificantes:  $CO_2$  y  $H_2O$  reciclado. No obstante, el vapor suele ser rechazado porque necesita ser precalentado, reciclado y produce  $H_2S$  deteriorando la celda. Por tanto, se necesitarían sistemas más complejos con elementos adicionales (desulfuradora y condensador), esto llevaría a mayores pérdidas al trabajar a temperaturas más bajas. Pese a ello,

la gasificación con vapor es de 2 a 6 veces más rápida que usando  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2$  generado por vapor se oxida 2-3 veces más rápido que con dióxido de carbono. Estas razones mantienen el vapor como una alternativa en la gasificación desde el punto de vista termodinámico. [2]

Tras la gasificación, se desprende monóxido de carbono e hidrógeno que son empleados por las SOFC para producir electricidad. El principal punto desfavorable acerca de este proceso es que la celda expulsa dióxido de carbono, por lo que necesitaría ser capturado. Esto, sumado al alto coste inicial para su construcción, son las mayores desventajas de esta configuración. No obstante, se puede incrementar la eficiencia de la central de carbón de un 30% a un 55-60%. [21]–[24]

#### 2.2.2.2. Celdas de carbono fundido (MCFC)

Las MCFC emplean una mezcla de sal de carbonato fundido (litio y potasio o litio y sodio) en una matriz cerámica porosa. [23] De esta forma se consigue una disminución de los costes de energía porque las sales de carbonato fundido son más baratas. [25]

El principal inconveniente es la reducción de la durabilidad y el aumento de la corrosión debido a las altas temperaturas de trabajo, sin embargo, estas temperaturas son necesarias para favorecer la conductividad y evitar las pérdidas de voltaje. [26]

Al igual que las SOFC, las pilas de carbonato fundido pueden emplear carbón como combustible. El dióxido de carbono expulsado por el ánodo puede ser capturado ya que el cátodo requiere este gas para producir la reacción electroquímica. Gracias a esto, se puede reducir las emisiones de  $\text{CO}_2$  y la energía para su captura. [5][17][27] Hay dos procesos comúnmente llevados a cabo para reciclar el dióxido de carbono.

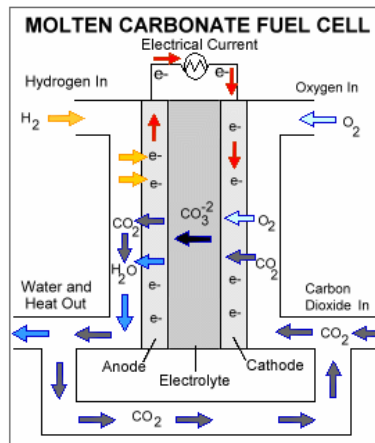
- Membrana separadora: mediante este proceso el  $\text{CO}_2$  es separado y transferido al cátodo.
- Fuente externa: en este caso el  $\text{CO}_2$  no viene de la celda de combustible, sino de los gases de escape de otro proceso. [18]

El esquema de funcionamiento se muestra a continuación. [23] En relación a la integración de este tipo de celdas con carbón, éstas se localizan tras la caldera de la central de carbón para usar los gases de escape en el cátodo. Sin embargo, se necesitan muchos componentes entre



medias para desulfurar y precalentar. A pesar de los beneficios de capturar el dióxido de carbono, no es una tecnología rentable por el momento. Esto es debido a que los costes de introducir las MCFC son extremadamente altos, así que es imprescindible continuar con el desarrollo para reducir los costes y la complejidad del proceso. [5]

Figura 2.9. Esquema de una MCFC.



### 2.2.3. Energía eólica

En este caso parte de la generación de electricidad es producida por el viento en lugar de por carbón. La implantación de esta central híbrida puede ser ventajosa al eliminar la necesidad de instalar capacidad de transmisión extra para la energía eólica. Además, se mejora la actuación de los parques eólicos, solucionando sus problemas de suministro intermitente. No obstante, esta tecnología se halla todavía en desarrollo. [28]

### 2.2.4. Biomasa

La biomasa es una materia prima de elevado coste. La combinación de biomasa y carbón reduce las emisiones de las centrales eléctricas tradicionales al mismo tiempo que incrementa la viabilidad de la producción de energía a través de biomasa. Sin embargo, este sistema presenta grandes dificultades debido a que el biolíquido (biomasa líquida) tiene una fase diferente al carbón y se evapora a bajas temperaturas. Esto causa problemas en la inyección del

combustible, reduciendo la eficiencia de la combustión y creando riesgo de explosión. Por tanto, actualmente se está estudiando soluciones para estas desventajas. [29][30]

Una alternativa para solucionar los problemas es la torrefacción de la biomasa. El proceso consiste en la pirólisis de la biomasa en condiciones anaeróbicas con temperaturas entre 200 y 300°C. De esta manera, el resultado del proceso tiene propiedades similares a las del carbón, facilitando la combustión. [30]

Estas alternativas están aún en desarrollo para lograr dos objetivos de manera simultánea: la reducción de los residuos y de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

## **2.3. Elección de la central híbrida a estudiar**

En este apartado se justificará la elección de la energía que se hibridará con la combustión de carbón. La opción elegida es la solar de concentración. Los motivos se basan en la madurez de la tecnología y el desempeño de la actuación.

En relación a la evolución de las configuraciones, la tecnología solar y la eólica son las más asentadas en España. La biomasa y las células de combustible aún tienen que hacer frente a varios problemas para poder hibridarse con el carbón. Por su parte, la energía eólica, aunque está muy desarrollada en España, impide la incorporación de almacenamiento térmico, que eleva la capacidad y la eficiencia de la central.

Dentro de la energía solar, la opción más madura es el colector solar parabólico, suponiendo alrededor del 90% del total de la electricidad generada por energía CSP. [13] No obstante, en los últimos años las centrales de torre solar han ido evolucionando. En España se pueden distinguir varios ejemplos, como la central PS20 y Gemasolar, de 20MW cada una. Asimismo, las centrales de torre solar alcanzan mayores eficiencias ya que permiten trabajar a altas temperaturas. Como resultado, cuanto más elevada sea la temperatura de las sales fundidas de trabajo, mayor será el precalentamiento de las corrientes entrantes a la caldera, y, en consecuencia, menor consumo de carbón será necesario para obtener las mismas condiciones de trabajo en la turbina. Además, esta tecnología es la apuesta actual entre las CSP para conseguir la electricidad solar más barata en el futuro. [13]

Por estas razones, la central híbrida a estudiar será la combinación de carbón con una torre solar de concentración con sales fundidas como fluido de trabajo.

## CAPÍTULO 3

# Metodología

Para estudiar la viabilidad de la central híbrida se va a realizar un análisis económico y termodinámico del sistema. El objetivo es conocer los puntos fuertes y débiles del proyecto desde una perspectiva económica y exergética, calculando los costes involucrados en su construcción y puesta en marcha e identificando las ineficiencias termodinámicas de cada corriente y componente.

El análisis termodinámico que se va a realizar se basa en la exergía como medio para identificar las ineficiencias del proceso. Esta información no puede ser probada mediante un análisis energético ya que éste se basa en las leyes de la conservación de la masa y la energía, según las cuales ni la masa ni la energía pueden ser creadas ni destruidas. Sin embargo, parte de la exergía no se conserva si no que es destruida por medio de irreversibilidades. Son precisamente estas pérdidas del sistema las que se tratará de identificar y reducir.

El análisis económico se centrará tanto en la construcción como en la vida útil de la central. Los principales factores para determinar la viabilidad de la central son la inversión inicial, los ingresos requeridos que justifiquen la operatividad de la central y el coste nivelado de la electricidad.

En este capítulo se recoge la metodología seguida en ambos análisis para, posteriormente, en el siguiente capítulo, aplicar estos conceptos a una central híbrida específica.

### 3.1. Análisis exergético

El análisis exergético permite calcular la exergía de cada corriente de nuestro sistema, las ineficiencias termodinámicas (exergía destruida y exergía perdida) y la eficiencia exergética de cada componente y de la central híbrida.

#### 3.1.1. Exergía

El término exergía fue acuñado por el científico Zoran Rant en 1953, sin embargo, el concepto de trabajo útil o trabajo disponible, término comúnmente usado antes de su acuñación, ya se estudiaba desde principios del siglo XX. En los años treinta, J. H. Keenan desarrolló y clarificó el concepto de exergía, llegando a implementar una función termodinámica con ese trabajo disponible. [31]

Hoy en día la exergía se define como el máximo trabajo útil teórico obtenido de un sistema en proceso de equilibrio termodinámico con el ambiente. El ambiente es un sistema en equilibrio cuyas variables de estado ( $T_0$  y  $p_0$ ) y potencial químico permanecen constantes, no hay irreversibilidades y la exergía total es cero.

El objetivo de este análisis exergético es identificar los componentes y procesos del sistema con las mayores ineficiencias termodinámicas con el fin de eliminarlas o reducirlas si no contribuyen a disminuir la inversión de capital de todo el sistema o reducir los costes de combustible en otro componente.

La exergía total de un sistema  $E_{sys}$  puede dividirse en cuatro componentes: exergía física  $E_{sys}^{PH}$ , química  $E^{CH}$ , cinética  $E^{KN}$  y potencial  $E^{PT}$ :

$$E_{sys} = E_{sys}^{PH} + E^{KN} + E^{PT} + E^{CH} \quad (3.1)$$

La exergía específica independiente de la masa se define:

$$e_{sys} = e_{sys}^{PH} + e^{KN} + e^{PT} + e^{CH} \quad (3.2)$$

La exergía cinética y potencial resultante es significativamente más pequeña que el resto por lo que no se va a considerar para el análisis exergético total.

A continuación, se procederá a analizar la exergía física y química por separado.

#### 3.1.1.1. Exergía física

La exergía física se define como el máximo trabajo útil obtenido por la interacción mediante procesos físicos entre una corriente ( $T$  y  $p$ ) y el ambiente ( $T_0$  y  $p_0$ ).

$$E_{sys}^{PH} = (U - U_0) + p_0(V - V_0) - T_0(S - S_0) \quad (3.3)$$

$U$ ,  $V$  y  $S$  representan la energía interna, volumen y entropía. Los subíndices 0 denotan el estado de la misma corriente en condiciones ambientales con temperatura  $T_0$  y presión  $p_0$ .

La exergía física de una corriente con gasto másico  $\dot{m}$  es:

$$\dot{E}_{sys}^{PH} = (\dot{H} - \dot{H}_0) - T_0(\dot{S} - \dot{S}_0) \quad (3.4)$$

Donde  $\dot{H}$  y  $\dot{S}$  denotan la entalpía y entropía respectivamente.

En este trabajo la exergía física es calculada por el programa EBSILON.

#### 3.1.1.2. Exergía química

La exergía química se define como el máximo trabajo útil de una corriente a  $T_0$  y  $p_0$  cuando es llevada hasta el equilibrio químico con el ambiente, también a  $T_0$  y  $p_0$ . Al no estar el ambiente realmente en equilibrio, surge la necesidad de establecer un modelo de ambiente de referencia para la exergía. En la central híbrida estudiada se toman como referencia las características de la corriente de aire a la entrada de la caldera con  $T_0 = 298,15K$  y  $p_0 = 1.013 \text{ bar}$ . Los valores de exergía química para las principales sustancias en estas condiciones están estandarizados. A continuación, se presentan los valores según el modelo de J. Szargut, que será el que se siga a lo largo de este trabajo.

Tabla 3.1. Exergía química estándar molar con  $T_0 = 298,15K$  y  $p_0 = 1.013 \text{ bar}$ . [32][33]

SUSTANCIAS	FÓRMULA	$e^{-CH}$ (KJ/Kmol)
Carbón	C	410.260
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	19.870
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	236.100
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	720
Oxígeno	O <sub>2</sub>	3.970
Azufre	S	609.600
Dióxido de azufre	SO <sub>2</sub>	313.400
Agua - vapor	H <sub>2</sub> O (g)	9.500
Agua - líquida	H <sub>2</sub> O (l)	900
Nitrato de sodio	NaNO <sub>3</sub>	-22.700
Nitrato de potasio	KNO <sub>3</sub>	-19.400

En el caso de mezclas, además de la exergía estándar de cada componente se considera la exergía química de la mezcla. Así, para mezclas de N gases ideales como el aire o los gases presentes en el producto de la combustión se usa la siguiente fórmula.

$$e_{M,ig}^{-CH} = \sum_{k=1}^N x_k e_k^{-CH} + \bar{R}T_0 \sum_{k=1}^N x_k \ln(x_k) \quad (3.5)$$

Donde  $e_k^{-CH}$  es la exergía química estándar molar de la sustancia k obtenida de la Tabla 3.1 y  $x_k$  es la fracción molar de esa misma sustancia en la mezcla a  $T_0$ . [33]

En el caso del producto de la combustión del carbón, es necesario añadir a la mezcla de gases la parte de exergía química de las partículas sólidas (carbón y azufre).

$$e^{-CH} = e_g^{-CH} + \sum_{k=1}^N x_{k,s} e_{k,s}^{-CH} \quad (3.6)$$

Para una sustancia no presente en el ambiente como el carbón, la exergía química se puede calcular considerando una reacción reversible del carbón con otras sustancias con exergía estándar conocida.

$$e_f^{-CH} = -(\Delta \bar{h}_R - T_0 \Delta \bar{s}_R) + \Delta e^{-CH} \quad (3.7)$$

Si se asume que todas las sustancias entran y salen sin mezclarse a  $T_0$  y  $p_0$ , se puede definir cada término como:

$$\Delta \bar{h}_R = \sum_i v_i \bar{h}_i = -\overline{HHV} \quad (3.8)$$

$$\Delta \bar{s}_R = \sum_i v_i \bar{s}_i = -\bar{s}_f + \sum_k v_k \bar{s}_k \quad (3.9)$$

$$\Delta e^{-CH} = \sum_k v_k e_k^{-CH} \quad (3.10)$$

Donde  $v_k$  es el coeficiente estequiométrico de la sustancia k en la reacción y la diferencia de entalpía entre los reactivos se puede sustituir por el poder calorífico superior o HHV. [33]

En nuestro caso, se define el carbón con la composición de la Tabla 3.2. [34] Para realizar el cálculo de la exergía química se emplearán las ecuaciones anteriores (3.7-3.10) correspondientes a la reacción de combustión entre el carbón y el aire.

Tabla 3.2. Composición de carbón.

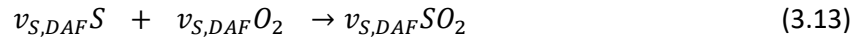
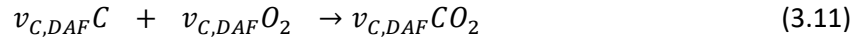
CONSTITUYENTE	$X_{\text{REAL}}$ FRACCIÓN MÁSICA (%)	CARBÓN SECO LIBRE DE CENIZAS (DAF)	
		$X_{\text{DAF}}$ FRACCIÓN MÁSICA (%)	$v_{k,\text{DAF}}$ (Kmol/kg)
C	63,98	80,80	0,067
H	4,51	5,70	0,057
O	6,91	8,73	0,005
N	1,26	1,59	0,001
S	2,52	3,18	0,001
Ceniza	9,70		
H <sub>2</sub> O	11,12		

El estudio se llevará a cabo primero respecto a carbón seco libre de cenizas (DAF) entrando a  $T_0$  y  $p_0$  por simplicidad y, posteriormente, se evaluará la contribución del agua a la exergía total. Se definen las siguientes condiciones para la composición del aire. [34]

Tabla 3.3. Composición del aire.

CONSTITUYENTE	X AIRE FRACCIÓN MÁSCICA (%)
N <sub>2</sub>	75,76
O <sub>2</sub>	23,00
H <sub>2</sub> O	1,19
CO <sub>2</sub>	0,046

Considerando la composición del aire y del carbón definidas en las tablas 3.2 y 3.3, las reacciones que tienen lugar en la combustión de ambos son las siguientes:



Teniendo en cuenta estas condiciones el homólogo de la ecuación 3.7 para el carbón queda:

$$e_{DAF}^{-CH} = HHV_{DAF} - T_0 [s_{DAF} + v_{O_2}\bar{s}_{O_2} - v_{CO_2}\bar{s}_{CO_2} - v_{H_2O}\bar{s}_{H_2O} - v_{SO_2}\bar{s}_{SO_2} - v_{N_2}\bar{s}_{N_2}] + [v_{CO_2}e^{-CH}_{CO_2} + v_{H_2O}e^{-CH}_{H_2O} + v_{SO_2}e^{-CH}_{SO_2} + v_{N_2}e^{-CH}_{N_2} - v_{O_2}e^{-CH}_{O_2}] \quad (3.14)$$

Donde los coeficientes  $v_k$  resultan de las reacciones 3.11, 3.12 y 3.13,  $e^{-CH}$  para cada componente se obtienen de la Tabla 3.1 y los valores de  $\bar{s}_k$  para las condiciones ambientales de tablas de propiedades [34].

El poder calorífico ( $HHV_{DAF}$ ) y la entropía para carbón seco libre de cenizas ( $s_{DAF}$ ) deben ser estimados. Para el cálculo del valor calorífico se usa la fracción másica (x) del hidrógeno, carbón, oxígeno y azufre en el carbón DAF.

$$HHV_{DAF} = [152,19X_{H,DAF} + 98,767][\left(\frac{X_{C,DAF}}{3}\right) + X_{H,DAF} - \left(\frac{X_{O,DAF} - X_{S,DAF}}{8}\right)] \quad (3.15)$$

$$s_{DAF} = v_{C,DAF}[37,1653 - 31,4767 e^{-0,564682\left(\frac{v_{H,DAF}}{v_{C,DAF} - v_{N,DAF}}\right)} + 20,1145\left(\frac{v_{O,DAF}}{v_{C,DAF} - v_{N,DAF}}\right) + 54,3111\left(\frac{v_{N,DAF}}{v_{C,DAF} + v_{N,DAF}}\right) + 44,6712\left(\frac{v_{S,DAF}}{v_{C,DAF} - v_{N,DAF}}\right)] \quad (3.16)$$



Introduciendo los valores calculados en la ecuación 3.14 se obtiene el valor de  $e_{DAF}^{-CH}$ . Una vez calculada la exergía química del carbón DAF, el  $e^{CH}$  del carbón real se puede hallar con la exergía estándar del agua de la Tabla 3.1. La exergía química de las cenizas puede ser ignoradas ya que su contribución a la exergía total es muy pequeña. [34]

$$e_f^{-CH} = (\sum X_{gas,REAL})e_{DAF}^{-CH} + \left(\frac{X_{H_2O,REAL}}{PM_{H_2O}}\right)e_{H_2O(l)}^{-CH} \quad (3.17)$$

Los valores de exergía química serán calculados en el capítulo 4 de acuerdo a las características de la central híbrida objeto de estudio.

### 3.1.1.3. Exergía perdida y destruida

Las exergías perdida y destruida son dos conceptos que explican la disminución de eficiencia exergética tanto en un sistema completo como en cada componente.

La exergía perdida se define como la exergía transferida al ambiente y que, por tanto, no puede ser aprovechada. En este caso la exergía perdida aparecerá cuando se expulse una corriente al exterior, como es el caso de los gases de escape. La exergía del calor cedido a los alrededores se define como:

$$\dot{E}_{q,L} = \left(1 - \frac{T_0}{T_b}\right) |\dot{Q}_L| \quad (3.18)$$

En la simulación se va a considerar que el volumen de control comprende suficiente de los alrededores para que la transferencia de calor al exterior de los gases de escape ocurra a  $T_b = T_0$ . De esta forma, la exergía perdida es nula y estas ineficiencias termodinámicas consisten en exergía destruida. [33]

La exergía destruida se define como la exergía eliminada por irreversibilidades en el sistema. Todos los procesos reales son irreversibles debido a reacciones químicas, transferencias de calor a través de una diferencia de temperatura finita, fricción y mezclas de corrientes con diferente composición o estados.

La exergía destruida en un componente se calcula mediante un balance entre las corrientes que entran (o combustible) y las que salen (o productos). [33]

$$\dot{E}_D = \sum_C \dot{m}_i e_i - \sum_P \dot{m}_i e_i \quad (3.19)$$

El objetivo es reducir estas ineficiencias en el caso de que no ayuden a reducir los costes totales o los de otro componente. Sin embargo, algunas de esas ineficiencias no pueden ser eliminadas; por ejemplo, en la combustión la reacción química es la principal fuente de destrucción de exergía. Aunque parte de esta pérdida se puede minimizar mediante el precalentamiento de los reactivos y la reducción del exceso de aire, hay un límite que no se puede sobrepasar con la tecnología actual. [33]

Otra causa importante de irreversibilidades es la fricción. Aunque, desde el punto de vista termodinámico, el impacto de la fricción en la destrucción de exergía total es mucho menor que el resto de factores, tiene especial relevancia en los costes asociados. Esto se explica porque el coste de la energía eléctrica o mecánica para alimentar la bomba es mayor que el del combustible, por lo que las pérdidas por fricción resultan en costes altos. [33] En nuestro caso se supondrá que la alimentación de las bombas no se obtiene por medios externos si no por la propia potencia de la central.

A la vista de lo anterior, resulta evidente la necesidad de considerar la fracción de exergía destruida en el proceso.

### 3.1.2. Eficiencia exergética

La evaluación de la actuación del sistema se basa en el estudio de la eficiencia exergética de cada componente definida como el ratio entre la exergía de los productos y de los combustibles, es decir, entre lo que producimos y los recursos empleados.

$$\varepsilon_k = \frac{\dot{E}_{P,k}}{\dot{E}_{F,k}} \quad (3.20)$$

Asimismo, para componentes como el condensador cuyo objetivo no es productivo, sino estratégico, se utiliza la exergía destruida para ver su impacto en el ciclo.

## **3.2. Análisis económico**

Para estudiar la rentabilidad del proyecto es necesario llevar a cabo un análisis económico con el fin de identificar los costes principales asociados. Este análisis se lleva a cabo para toda la vida de la central, por lo que es necesario hacer suposiciones y predicciones sobre el marco económico, tecnológico y legal futuro.

Los factores clave para estudiar la viabilidad de la central híbrida son: la inversión en capital necesaria (TCI), el ingreso total requerido (TRR) y el coste nivelado de energía (LCOE). Estos costes están formados por una parte fija y otra variable. La primera se refiere a costes que no dependen de la propia actividad de la central (coste de depreciación, impuestos, seguros y costes de mantenimiento), mientras que los costes variables están relacionados con la operación y su valor cambia según la actividad de la central (coste del carbón, mano de obra y materias primas). [34]

### **3.2.1. Inversión en capital**

La inversión en capital comprende todos aquellos costes que hacen posible el inicio de la actividad de la central. Incluye costes fijos, relacionados con la propia construcción de la planta, y otros gastos derivados de su puesta en marcha. Aunque se puede seguir diferentes líneas en el cálculo de la inversión inicial, para la central híbrida considerada la estructura de costes es la que se muestra en la Tabla 3.4. [34]

Los costes fijos incluyen los gastos derivados de la propia construcción de la central, como son la compra del terreno y la edificación de las infraestructuras necesarias, la adquisición e instalación del equipamiento, red de tuberías, componentes eléctricos y de control, contingencias y costes de ingeniería y construcción. A estos costes fijos hay que añadir los costes de puesta en marcha y el activo circulante de la empresa. [34]

Tabla 3.4. Desglose de los costes que intervienen en la inversión de capital. [34]

Inversión total en capital (TCI)	
1	Inversión en capital fijo (FCI)
1.1	Costes directos (DC)
	Coste de compra de los equipos (PEC)
	Coste de instalación de los equipos
	Red de tuberías
	Instrumentación y control
	Equipamiento eléctrico y materiales
	Terreno
	Infraestructura
	Servicios auxiliares
1.2	Costes indirectos
	Ingeniería y supervisión
	Costes durante la construcción
	Contingencias
2	Otros gastos
	Costes de puesta en marcha (PMC)
	Activo circulante (AC)

A continuación, se describen los costes anteriores y se explica cómo se han estimado.

#### A. ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS

La inversión necesaria para comprar todo el equipamiento de la central (turbina, intercambiadores de calor, caldera, torre solar, heliostatos, condensador y torre de refrigeración) es el factor clave para determinar el capital inicial. Existen varias fuentes de las que se puede obtener esta información, siendo la más exacta aquella proporcionada por los propios vendedores. Sin embargo, en este caso se realizará una estimación de los mismos basada en costes totales de referencia. Seguidamente, en el capítulo 4 se detallará más este proceso.

## B. INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS

En este apartado se incluyen los gastos del transporte, descarga, montaje y adaptación de los equipos comprados. El coste de la instalación suele ser un 45% del PEC. [34]

## C. RED DE TUBERÍAS

La conexión entre los equipos principales se llevará a cabo a través de un sistema de tuberías con el aislamiento necesario para evitar pérdidas de calor. Puesto que la central híbrida trabaja solamente con fluidos, se estima un coste para toda la red de tuberías de un 66% del PEC. [34]

## D. INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

El coste derivado de la automatización y control de los sistemas de las centrales térmicas ha ido aumentando en los últimos años con el avance de la tecnología. Asimismo, dado que se trata de una central híbrida, el control de cuándo y qué cantidad usar de carbón y energía solar debe ser muy exhaustivo. Por este motivo se ha seleccionado un coste para la instrumentación de un 20% del precio de compra de los equipos. [34]

## E. EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO Y MATERIALES

El coste medio de los materiales e instalación de la red eléctrica se estima en un 11% del PEC. Este valor comprende líneas de distribución, alumbrado, alimentación de emergencia y todos aquellos componentes que unen la central con las líneas de la Red Eléctrica de España, empresa encargada de la distribución de la electricidad en nuestro país. [34]

## F. TERRENO

El coste del terreno depende del lugar en el que se sitúe la central, aunque normalmente se suele elegir destinos alejados de los centros urbanos donde el precio es más barato. En este caso, se considera un 10% del precio de compra de los equipos por simplicidad. [34]

## G. INFRAESTRUCTURA

En este punto se incluyen los costes de construcción de los edificios, carreteras, vallado y demás infraestructuras dentro de la central. Para nuestro trabajo supondremos que la planta se construye nueva en su totalidad, por lo que los costes representarían un 60% del PEC. [34]

## H. SERVICIOS AUXILIARES

Los costes de servicios auxiliares comprenden los gastos de abastecimiento de carbón, agua y sales fundidas, tratamiento de aguas y gases de combustión, control medioambiental de la contaminación del aire y el agua, equipamiento necesario para zonas comunes como cafetería, servicio de primeros auxilios y el sistema de control de incendios. Para este caso se asume un coste del 65% del PEC. [34]

## I. INGENIERÍA Y SUPERVISIÓN

El trabajo de ingeniería recoge el diseño de la planta, organización, dirección y supervisión a lo largo del proyecto. Se estiman estos gastos en un 30% del PEC. [34]

## J. COSTES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

Se incluyen los gastos extra asociados al proceso de construcción, tales como infraestructuras o servicios temporales, maquinaria, herramientas y seguros. Su valor estimado suele ser de un 15% de los costes directos. [34]

## K. CONTINGENCIAS

Destinando costes a contingencias se busca cubrir riesgos e incertidumbres derivados de subidas de precio, problemas de transporte o cambios en el diseño. El valor medio del coste de contingencias es de 5 a 20% de la inversión en capital fijo. En este caso se supondrá de un 17% al tratarse de una tecnología innovadora sin madurar. [34]

## L. COSTES DE PUESTA EN MARCHA

Estos costes se destinan a cubrir el periodo desde que se completa la construcción de la central hasta que realmente empieza a funcionar. Incluye el avituallamiento necesario para empezar a operar: mano de obra, materias primas, impuestos y las pérdidas iniciales hasta que se inicia la actividad. Se estima los costes de puesta en marcha de la central en la suma de un mes de los costes de operación y mantenimiento (O&M), una semana de combustible a plena carga y 2% de la inversión en los servicios de la planta (PFI). La PFI se define como la diferencia entre la inversión en capital fijo y el coste del terreno. [34] Con todo ello los costes de puesta en marcha se estiman en:

$$PMC = \frac{O\&M}{12} + \frac{FC}{52} + 2\%PFI \quad (3.21)$$

## M. ACTIVO CIRCULANTE

El dinero destinado al activo circulante tiene como objetivo cubrir los gastos de operación antes de haber recibido los ingresos por vender la electricidad. Aunque este coste depende del tiempo que se tarde en producir y vender la electricidad, se va a suponer la suma de 2 meses de coste de combustible a plena carga, 3 meses de mano de obra y un 25% extra en caso de imprevistos del total del AC. [34]

$$PMC = \left( \frac{FC}{6} + \frac{MO}{52} \right) \cdot 125\% \quad (3.22)$$

Una vez definidos los principales parámetros involucrados, se procederá a explicar el proceso de estimación de los costes de la central híbrida.

### 3.2.1.1. Estimación de costes

Para calcular los costes del proyecto se han tomado como referencia los costes típicos de los equipos. El factor de referencia es el PEC ya que, partir de este valor se puede estimar la inversión inicial necesaria con los porcentajes mencionados anteriormente para cada parámetro.

No obstante, el valor de cada coste del capital se calcula en euros en el año en el que se realiza el estudio económico. Por tanto, es necesario ajustar cada uno al año en que realmente

tendrá lugar, así como incluir el gasto derivado de la financiación.

Por otra parte, el tiempo influye significativamente ya que un coste actual no tiene el mismo valor en el presente que en el futuro, al contrario, este valor tiende a disminuir porque ese dinero podría haber sido invertido. Por consiguiente, debido a que el análisis económico de un proyecto requiere comparaciones de costes en diferentes puntos del tiempo, es necesario expresar todos los valores en el mismo momento. [34]

Para llevar a cabo este proceso es necesario tener en cuenta los siguientes factores.

#### A. PARÁMETROS DE LA INVERSIÓN

Hay varios parámetros que influyen en este estudio y que deben ser establecidos antes de comenzar: [34]

- Interés ( $i$ ): compensación económica recibida por prestar una cantidad de dinero o aquella pagada por recibir un préstamo.
- Inflación ( $r_i$ ): aumento de los precios con el tiempo (generalmente un año) sin que se produzca un incremento proporcionado del valor de la moneda.
- Escalado nominal ( $r_n$ ): cambio en los precios como consecuencia de factores tales como el agotamiento de los recursos, el aumento de la demanda y el avance tecnológico. Se supondrá que todos los bienes y equipos comprados para la central están sujetos a la inflación como medio de escalar los precios, es decir, su escalado real es nulo.

Sin embargo, debido a las grandes fluctuaciones del precio del combustible, en el escalado del carbón hay que tener en cuenta el aumento propio del precio del carbón. En 2015 su valor en el mercado descendió debido al desarrollo de las energías renovables, no obstante, se estima que el precio del carbón crecerá ligeramente en los próximos años. [35] El incremento nominal del precio del carbón se calcula considerando una escalada real de crecimiento.

$$(1 + r_n) = (1 + r_r)(1 + r_i) \quad (3.23)$$

- Depreciación y amortización: refleja la pérdida de valor de un activo con el tiempo debido al uso o a la obsolescencia. Se tiene en cuenta desde el punto de vista contable porque los impuestos se van reduciendo a medida que disminuye el valor del activo. La



diferencia es que la depreciación hace referencia a activos fijos y la amortización a intangibles. Se usará el concepto depreciación en adelante por simplicidad ya que se calculan de la misma forma. Sin embargo, no se consideran amortizables el terreno, el activo circulante y los intereses de las acciones propias.

- Vida económica (VE): años utilizables de la central desde el punto de vista fiscal para contabilizar la depreciación. Al final del periodo el valor de la central es cero.
- Vida útil (VU): años que realmente será usada la central desde el punto de vista de la empresa.
- Valor residual: valor económico recuperable de un activo si lo vendiéramos al final de su vida económica.
- Financiación: medios de obtención de la inversión necesaria. Puede provenir de fondos propios, acciones y préstamos.

En este caso se va a suponer que solo el activo circulante proviene de fondos propios, en contraste con el resto de la inversión, que viene de fondos ajenos y, por tanto, es necesario pagar un interés por usarlos. Se ofrecerán acciones de participación en la inversión, distinguiendo entre acciones ordinarias y preferentes. Las primeras dan derecho a voto en las juntas de accionistas mientras que las segundas no tienen este privilegio. Sin embargo, las acciones preferentes tienen prioridad de cobro frente a las ordinarias. Aunque la cantidad recibida por el dueño de las acciones puede estar sujeto a los resultados de la empresa, en nuestro caso se asumirá un interés fijo.

Teniendo en cuenta todos los tipos de financiación, se puede calcular un coste medio del dinero (interés medio de financiación).

$$i = \sum P \cdot i \quad (3.24)$$

Donde  $p$  se refiere al porcentaje del total de la inversión aportado por un tipo de financiación.

- Impuestos: los impuestos se aplican sobre los ingresos, descontando el ahorro por efecto de la depreciación. No se consideran en el cálculo los gastos de interés por el préstamo, la compra de carbón ni O&M. Para el cálculo se aplica el impuesto de sociedades vigente en España, el impuesto sobre la propiedad en la provincia donde se sitúe la planta y el impuesto de seguros.

- Costes de actividad: gastos derivados del funcionamiento de la central. Incluye los costes de mantenimiento y operación y el coste del combustible (en este caso del carbón).
- Coste de operación y mantenimiento: en este grupo se enmarcan los gastos de mano de obra, mantenimiento, materiales, trabajo administrativo, marketing y el resto de costes derivados de la actividad de la central.
- Coste del carbón: se toma el valor medio del carbón en el año de estudio.

A continuación, en el capítulo 4 se definirá cada uno de estos parámetros para el caso de la central híbrida objeto de este análisis.

## B. AJUSTE TEMPORAL DE LOS COSTES

Para expresar cada coste en el momento de ser realizado y no en el momento del estudio hay que tener en cuenta las siguientes suposiciones:

1. El terreno se compra al inicio de las obras.
2. Los costes de puesta en marcha tienen lugar a mitad del último año de construcción de manera que se tengan listos para el inicio de la actividad.
3. A los trabajadores se les empieza a pagar al inicio del funcionamiento de la central.
4. Los costes de O&M y de carbón se generan a mitad de año.
5. Los ingresos por la venta de la electricidad se registran a mitad de cada año.

Para traer cualquier coste al año que queramos se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Coste año } Y = \text{Coste año } X (1 + r_n)^N \quad (3.25)$$

Donde N es el número de años entre X e Y (siendo Y mayor que X), y  $r_n$  el escalado que se considera constante para cada año. [34]

## C. INTERESES PAGADOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

Además de cada coste que interviene en la construcción y operación de la central, se deben considerar los intereses que se han ido pagando durante las obras. Debido a que esta cantidad

habrá de ser abonada antes del inicio de la actividad de la central, es imprescindible tenerla en cuenta como inversión inicial ya que no puede ser descontada de los beneficios. Se aplica sobre los costes necesarios para iniciar la central: costes fijos, incluido el terreno, y costes de puesta en marcha. Se asume que el activo circulante proviene de fondos propios. [34]

Es necesario calcular los intereses según el tipo de financiación ya que cada una tiene diferente interés y porcentaje en el total. Para ello se aplica la siguiente fórmula sobre la cantidad:

$$\text{Interés} = \text{Coste} \left( (1 + r_n)^N - 1 \right) \quad (3.26)$$

De esta forma, se puede sumar el total de los intereses pagados durante la construcción a la inversión inicial actualizada.

### 3.2.1.2. Inversión neta

La inversión neta inicial (IN) es la suma de la inversión en capital inicial y los intereses generados por ese capital durante la construcción. Dentro de la inversión neta se puede distinguir la parte depreciable (IND) y no depreciable de la inversión (INND), lo cual es importante a la hora de calcular la depreciación total de todos los años de la central. La parte no depreciable de la inversión comprende el terreno, el activo circulante y los intereses de las acciones ordinarias ya que se supone que se irán pagando a lo largo de la vida útil de la central. [34]

### 3.2.2. Ingreso total requerido

El ingreso total requerido (TRR) es la cantidad que debe ganar la central híbrida en un determinado año a través de la venta de la electricidad para compensar los gastos a los que se ha incurrido ese mismo año para generar la electricidad. Es la suma de los siguientes conceptos: recuperación total de capital (TCR), retorno sobre la inversión para cada tipo de financiación (ROI), impuesto de sociedades (IS), otros impuestos y seguros (OIS), coste del carbón y gastos de O&M. [34]

A continuación, se explica la forma de calcular cada uno de los valores.

### 3.2.2.1. Recuperación total de capital

La recuperación total de capital se define como la suma de la inversión neta depreciable y los intereses pagados por las acciones ordinarias que se considera que se van pagando durante la vida útil de la central. Para calcular el valor de recuperación por año, se suma la depreciación contable, el impuesto sobre la renta diferido y los intereses anuales de las acciones ordinarias generados durante la construcción. [34]

La depreciación contable (DC) resulta de la estimación que la empresa haga sobre el proyecto, es decir, la depreciación se aplica a la vida útil de la central. El impuesto diferido sobre la renta (IDR) ajusta la diferencia entre la depreciación contable considerada por la empresa y la depreciación fiscal considerada por el gobierno. En el caso de esta última, los años sobre los que se trabaja son los de vida económica de la central y vienen determinados fiscalmente. Es decir, durante esos años, aunque se pagará la DF, contablemente la empresa registrará la DC, por tanto, para ajustar la diferencia se emplea el IDR.

Consecuentemente, el primer paso es calcular la depreciación fiscal (DF) que afecta a la central y el valor de la central según se va reduciendo la cantidad inicial por efecto de esta depreciación. Para estimar estos valores se supone que el factor de depreciación es igual para todo el periodo considerado y que al final su valor es cero. Como se ha mencionado, este periodo es la vida económica de la central híbrida considerada desde el inicio de la actividad, sin embargo, para el cálculo de la depreciación se considera siempre un año más de la vida económica. Para hallar el valor de la central tras la depreciación se seguirán los siguientes pasos:

1. Factor de depreciación (FD): Se supone que el 100% de la reducción por depreciación se distribuye uniformemente entre todos los años.

$$FD_N = \frac{100\%}{VE+1} \quad (3.27)$$

2. Depreciación fiscal (DF): La cantidad depreciada en cada año.

$$DF_N = FD_N \cdot IND \quad (3.28)$$

3. Valor de la central tras la depreciación: Valor anual actualizado de la central después de aplicar la depreciación. Se calcula restando al valor del año anterior la DF de ese año N.

$$Valor\ central_N = Valor\ central_{N-1} - DF_N \quad (3.29)$$

Aparte de la depreciación fiscal, las empresas llevan la cuenta de su cálculo de la depreciación conocida como contable. La fórmula es la misma que en el caso de la depreciación fiscal, pero en este caso se usa como periodo la vida útil de la empresa.

$$DC_N = \frac{IND}{VU} \quad (3.30)$$

Al final de la vida útil de la central la cantidad pagada será la misma con ambas depreciaciones, pero es necesario registrar la diferencia entre ambas cada año para saber lo que se paga o se ahorra respecto a lo que la empresa considera. El cálculo del impuesto diferido sobre la renta registra esa diferencia. Tiene un valor distinto para la vida económica y para el resto del tiempo como se puede comprobar en las siguientes fórmulas.

$$IDR_N = (DF - DC) \cdot IS \quad N=1...VE+1 \quad (3.31)$$

$$IDR_N = - \frac{\sum_{k=1}^{VE+1} IDR}{VU - (VE+1)} \quad N=VE+2...VU \quad (3.32)$$

Como se puede observar, durante la vida económica se aplica el impuesto de sociedades sobre la diferencia de depreciaciones. En los años restantes hasta la vida útil se ajusta el cálculo anterior de manera que el resultado de la empresa contable y fiscalmente sea el mismo.

Por tanto, la recuperación total de capital es:

$$TCR_N = DC + IDR + IPDC_{AO} \quad (3.33)$$

Donde el interés anual por las acciones ordinarias es el resultado de dividir el total de interés a pagar durante la construcción entre la VU.

El total de la suma de los TCR anuales durante la vida útil de la central más el coste del terreno y el activo circulante da como resultado la inversión neta obtenida en el apartado anterior. Esto se debe a que el terreno y el activo circulante no son depreciables y, por tanto, no puede recuperarse a lo largo de la vida útil. [34]

### 3.2.2.2. Retorno sobre la inversión

El retorno sobre la inversión hace referencia al ratio de interés a pagar por la financiación. Para obtener este valor se aplica el interés de cada tipo de financiación al porcentaje aportado por cada una de ellas. Para el primer año, la cantidad sobre la que calcular el ROI es la inversión neta, sin embargo, este valor se debe ir actualizando al quitar la depreciación.

$$ROI_N = i \cdot P \cdot IN \quad N=1 \quad (3.34)$$

$$ROI_N = i \cdot P \cdot BPA \quad N=1 \quad (3.35)$$

Donde BPA es el balance a principios de año que se obtiene sustrayendo al valor del año anterior, la depreciación contable referida a la financiación y el ajuste correspondiente al IDR.

$$BPA_N = BPA_{N-1} - DC_{finan} - IDR \cdot i \quad (3.36)$$

La depreciación contable de cada tipo de financiación se calcula de forma similar al del proyecto entero. Se asume que se agota el 100% del porcentaje del IN en la vida útil de la central.

$$BD_{inv} = \frac{IN \cdot p}{VU} \quad (3.37)$$

Este proceso se aplica para la financiación por préstamo, acciones ordinarias y preferentes.  
[34]

Como es lógico, el valor del ROI irá disminuyendo a medida que pasan los años porque la depreciación disminuye la cantidad sobre la que se pagan intereses.

### 3.2.2.3. Impuestos y seguros

Como ya se ha comentado anteriormente, los impuestos y seguros a considerar son el impuesto de sociedades, el IBI o impuesto sobre la propiedad y el seguro general de la central.

Los impuestos se calculan sobre las cantidades no deducibles, es decir, aquellas por las que tenemos que pagar los impuestos. En este caso, el IS se obtendrá sobre los ROI de las acciones ordinarias y preferentes ya que el coste de préstamos bancarios sí son deducibles. Asimismo, habrá que pagar los impuestos correspondientes a los intereses de las acciones ordinarias

generados durante la construcción.

$$IS_N = \left( \frac{t_s}{1-t_s} \right) (ROI_{AO,N} + ROI_{AP,N} + IPDC_{AO,N}) - IDR_N \quad (3.38)$$

A los impuestos a pagar se le reduce la cantidad correspondiente a la depreciación que no se tiene que pagar y que se ha calculado anteriormente.

Además del impuesto de sociedades, que es el más importante, las empresas tienen que pagar el referente al IBI y al seguro. Se asumirá que la proporción de la suma de ambos es siempre constante. Es decir, a medida que el IBI aumenta con el tiempo el seguro disminuye, pero la cantidad total siempre es igual. [34]

$$OIS = PFI \cdot P_{OIS} \quad (3.39)$$

Los valores concretos de cada impuesto serán estudiados en el capítulo 4 según las leyes aplicables en la provincia donde se sitúe la central.

#### 3.2.2.4. Costes de carbón y O&M

Para calcular los costes de carbón y operación y mantenimiento se tomará el precio de cada uno en el primer año para ir actualizándolo a los siguientes mediante la tasa de escalado.

#### 3.2.2.5. Ingreso total requerido

Una vez estudiados todos los factores que influyen en la determinación del ingreso total requerido, se puede calcular este valor para cada año de vida útil. Estos valores se pueden expresar en base a euros corrientes, es decir, en base a cada año, o euros constantes, que no tienen en cuenta la inflación y están expresados en el año de estudio.

El primer paso es calcular el ingreso total requerido en euros corrientes como la suma de los términos anteriores.

$$TRR_{cor,N} = TCR_N + ROI_{AO,N} + ROI_{AP,N} + ROI_{Pr,N} + IS_N + OIS_N + FC_N + O\&M_N \quad (3.40)$$

Para expresar los TRR en su valor de euros constantes es necesario sustraer la influencia de la inflación de la siguiente forma: [34]

$$TRR_{cte,N} = \frac{TRR_{cor,N}}{(1+r_n)^{(N-Año \text{ estudio})}} \quad (3.41)$$

Al expresar el resultado en valores constantes evitamos el efecto de la inflación y traemos el dato al año en el que estamos realizando el estudio, lo que nos permite llevar a cabo un análisis de manera más sencilla que si cada uno se hallara expresado en años diferentes.

### 3.2.2.6. Ingreso total requerido nivelado

Para poder analizar el proyecto en su totalidad es necesario tomar como referencia valores nivelados. El objetivo es expresar los diferentes datos anuales no uniformes en uno equivalente a todos ellos. El nivelado expresa la relación entre el valor en el primer año y sus anualidades, es decir, sus incrementos cada año. Para facilitar el análisis del TRR obtenido en el apartado anterior se puede calcular su valor nivelado.

$$TRR_{Niv} = TRR_1 \frac{k(1-k^N)}{1-k} FRC \quad (3.42)$$

Donde FRC es el factor de recuperación de capital y  $TRR_1$  el valor del primer año. FRC y k se definen mediante las siguientes ecuaciones.

$$k = \frac{1+r_n}{1+i_m} \quad (3.43)$$

$$FRC = \frac{i_m(1+i_m)^N - 1}{(1+i_m)^N - 1} \quad (3.44)$$

Donde  $i_m$  es el interés medio de toda la financiación y  $r_n$  el escalado nominal.

En este estudio el nivelado se aplicará al TRR y a los costes que más influyen en su valor, compra de carbón y coste de O&M.



### 3.2.3. Coste nivelado de la electricidad

El coste nivelado de la electricidad (LCOE) es uno de los parámetros más importantes cuando se analiza un proyecto de este tipo. Este factor representa el coste teórico de generar electricidad. El LCOE expresa la relación entre la inversión necesaria y la generación de electricidad para un periodo de tiempo determinado, en este caso la vida útil de la central híbrida.

$$LCOE = \frac{\sum_{N=1}^{VU} \frac{TRR}{(1+r)^N}}{\sum_{N=1}^{VU} \frac{E}{(1+r)^N}} \quad (3.45)$$

Donde E es la electricidad generada por la central anualmente y TRR el importe anual de los ingresos en euros corrientes. [36]

Las energías solares de concentración tienen un LCOE mayor que los combustibles fósiles porque las tecnologías renovables son más caras. Los costes de electricidad medios en 2016 para tecnologías solares de concentración se sitúan entre 0,15 y 0,21€/kWh, mientras que, en el caso del carbón, el margen es 0,07 y 0,14 €/kWh [37]. La diferencia viene determinada por la madurez de la generación por carbón, que involucra menores costes, sobre todo de equipamiento, operación y mantenimiento.

Más tarde, en el capítulo 4 se comprobará si los valores obtenidos para nuestra central se sitúan dentro de estos límites.

## CAPÍTULO 4

# Simulación y análisis de una central híbrida

En base a la metodología descrita anteriormente, se va a detallar la central híbrida que se va a estudiar. Posteriormente, se simulará la central híbrida con EbsilonProfessional para conocer su comportamiento bajo determinadas condiciones de trabajo y obtener los principales datos de las corrientes. Finalmente, se llevará a cabo un análisis exérgico y económico de la central híbrida elegida que nos permita responder a la pregunta sobre su viabilidad desde ambos puntos de vista.

### 4.1. Simulación

En este capítulo se va a elegir la central híbrida sobre la que realizar los análisis exérgico y económico respectivamente. El objetivo es proponer una solución de hibridación basándonos en centrales existentes de manera que se comprueben las ventajas e inconvenientes de combinar ambas fuentes de energía. Con este fin se buscarán dos centrales, una solar y otra de carbón, que sirvan de referencia para la caracterización de cada una de las partes de la planta híbrida.

Dado que la utilidad de la energía solar depende de las horas de sol del lugar de instalación, se buscarán las regiones con los valores más altos. Como se aprecia en la Figura 4.1., España es una de las zonas más rentables para la incorporación de tecnologías CSP. [38]

Figura 4.1. Regiones económicamente viables para CSP.



Dentro de España, las provincias con mayores horas de sol se muestran a continuación [39].

Tabla 4.2. Horas de sol en 2014 por provincias.

CANARIAS	ALICANTE	ALMERÍA	SEVILLA	GRANADA	HUELVA	MURCIA
3.785	3.274	3.223	3.298	2.975	3.196	3.156

Comparando esta lista con las centrales de carbón existentes en España, la mejor opción para la implantación de la tecnología CSP es la central térmica Litoral situada en el municipio de Carboneras, en Almería. Aunque esta central ya está construida, se supondrá que se tiene que desarrollar el proyecto desde cero.

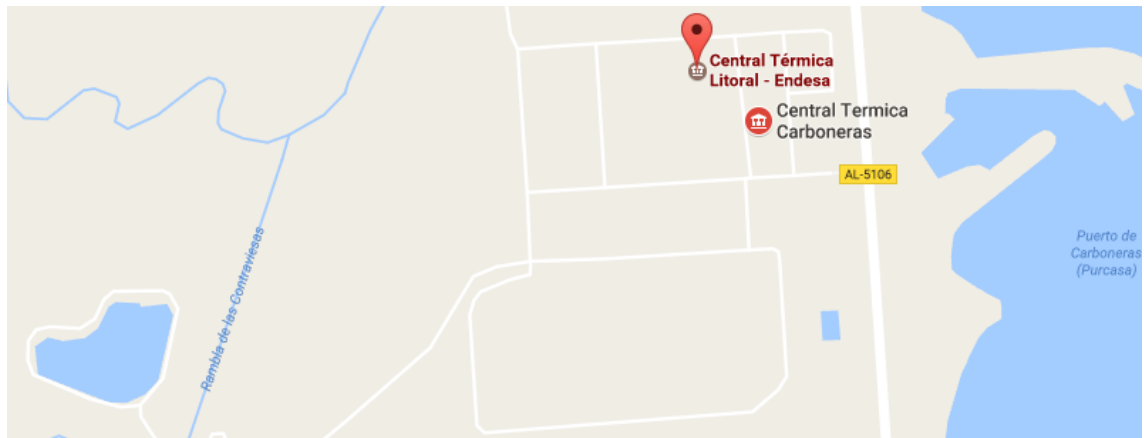
Esta central térmica emplea el carbón como fuente de generación de electricidad. Se puso en marcha en 1985 y consta de dos grupos con una potencia eléctrica de 576,9 MW y 582 MW cada uno (1.158,9 MW en total). [40]

Figura 4.3. Central térmica Litoral.



Además, aprovecha las instalaciones portuarias junto a las que se sitúa para el suministro de hulla de importación con las que calentar el vapor en las calderas. [40] Asimismo, como se observa en la siguiente imagen, el espacio alrededor de la central facilita la construcción de la planta solar [41].

Figura 4.4. Localización de la central.



Por otro lado, la planta de torre solar de referencia será la central Gemasolar, situada en la provincia de Sevilla. Esta central es considerada la primera planta comercial en el mundo con esta tecnología CSP, receptor solar de alta temperatura con sales fundidas y almacenamiento de 15h. [42] Asimismo, Gemasolar tiene una potencia eléctrica de 19,9 MW por lo que su configuración se dimensionará para la central Litoral.

Una vez localizadas las centrales de referencia, se simulará la planta híbrida para conocer su funcionamiento y principales parámetros. A continuación, se incluyen las principales características de la planta híbrida a estudiar.

#### **4.1.1. Caracterización de la central**

Para la simulación de la central se van a considerar como base las características conocidas de ambas centrales de referencia. El resto de valores se estimarán teniendo en cuenta características típicas o en función del diseño.

Esto es posible gracias a que la estructura de una central convencional de carbón es la misma que la de la central híbrida sin la parte solar. Las modificaciones introducidas son la adaptación de la caldera, la incorporación de los intercambiadores de sales fundidas y la

instalación de instrumentos de control que cambien entre las dos fuentes según las condiciones. Respecto a la parte solar, se tomarán los datos de los heliostatos, la torre y el almacenamiento.

#### 4.1.1.1. Central de carbón

Con el fin de establecer las características principales de la parte convencional de la central, se considerarán las propiedades de la central Litoral. Se incluyen los caudales y temperaturas más significativas de la caldera, turbina y condensador. [40] Se tomarán los valores de uno de los grupos, en este caso se ha optado por simular el Grupo 2 de 582MW.

Tabla 4.5. Características de la central Litoral.

	<b>GRUPO 2</b>
Tipo de grupo	Carbón
Potencia por grupo (MW)	582
Combustible	Hulla de importación
Presión de vapor inicial (bar)	176
Presión de vapor recalentado (bar)	41
Temperatura agua alimentación (°C)	253
Temperatura vapor inicial (bar)	541
Temperatura vapor recalentado caliente (°C)	541
Temperatura vapor recalentado frío (°C)	338
Fluido refrigerante del condensado	Agua de mar en circuito abierto
Número de extracciones de la turbina	7
Velocidad de régimen (r.p.m.)	3.000

Estos valores serán tomados como punto de inicio para comenzar la simulación y se introducirán las modificaciones necesarias para adaptar la central a la hibridación.

#### 4.1.1.2. Central de torre solar

Los parámetros de referencia para la parte solar se obtendrán de la planta Gemasolar de Sevilla. A continuación, se adjuntan los valores usados en la simulación. [42]

Tabla 4.6. Características de la central Gemasolar.

<b>Heliostatos</b>	
Ancho	10,90 m
Altura	10,90 m
Ratio de área reflectante	0,97
Número	2.650
<b>Torre y receptor</b>	
Altura de la torre	140 m
Eficiencia óptica de la torre	0,89
Emisividad de la superficie del receptor	0,88
<b>Almacenamiento térmico</b>	
Capacidad de almacenamiento	15 h
Volumen de los tanques	8.500 m <sup>3</sup>
Temperatura inicial caliente	565 °C
Temperatura inicial fría	290 °C

Los datos de la central Gemasolar de 20MW serán dimensionados para adaptarlos a los 582MW de potencia de la central híbrida.

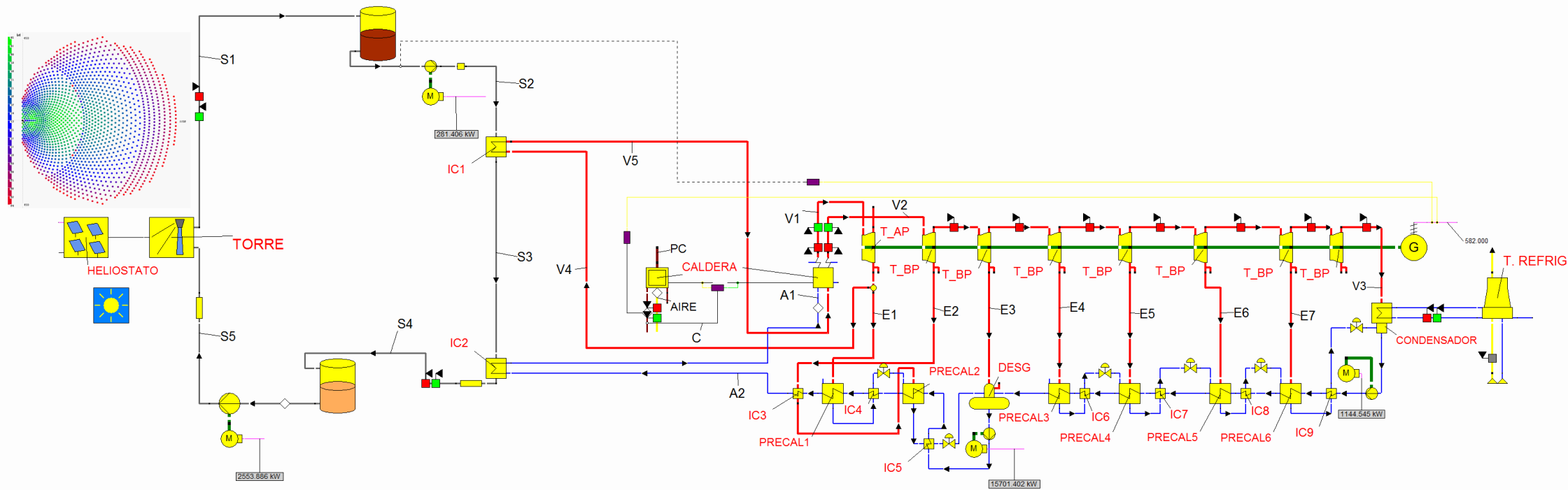
#### 4.1.2. Simulación de la central híbrida

El primer paso será la simulación de la central híbrida con el programa EbsilonProfessional. Esta herramienta se centra en la simulación de procesos cíclicos termodinámicos y permite calcular los principales parámetros: exergía, temperatura, presión y entalpía. [42] Esta simulación será un análisis estático del proceso. Con el objetivo de conocer su actuación en diferentes condiciones, se han elegido tres momentos del año: invierno, primavera y verano, cada uno simulado de día y de noche. De esta forma, se pretende ver la influencia de las

circunstancias exteriores a la producción de energía solar.

El resultado de la simulación se muestra a continuación. Consta de una parte convencional, con el equipamiento de las centrales de carbón, y otra solar. La unión entre ambos sistemas se realiza por intercambiadores de calor. Los datos se basan en los valores actuales para las centrales Gemasolar y Litoral, sin embargo, se han realizado modificaciones por motivos de diseño que se explican a continuación.

Figura 4.7. Esquema de la central híbrida.





El funcionamiento de la central es el mencionado en el capítulo 2 para las centrales híbridas de torre solar y carbón. Primero se detallará el diseño de la central híbrida y su proceso de simulación, posteriormente se adjuntarán los valores obtenidos con EbsilonProfessional.

Para simular la central completa, primero se ha representado cada componente por separado y después se ha unido según el líquido que circula por cada uno. Para la Figura 4.5, las líneas siguen el siguiente código de colores:

- Líneas rojas: vapor.
- Líneas azules: agua.
- Líneas grises: sales fluidas.
- Líneas amarillas: aire.
- Líneas marrones: carbón, productos de la combustión, cenizas.

Para las características de cada componente se han usado los valores de referencia de EbsilonProfessional. A continuación, se enumeran las principales:

- Caldera:
  - Eficiencia de la combustión: 99%
  - Temperatura de salida de gases: 370°C.
  - Temperatura de las cenizas: 500°C.
- Turbina:
  - Eficiencia térmica: 88,7%
  - Eficiencia mecánica: 88,5%
- Generador:
  - Eficiencia: 98,56%

El funcionamiento es el siguiente: el sol incide sobre los heliostatos que reflejan los rayos hacia el receptor de la torre, calentando así las sales fundidas que fluyen por su interior. Las sales fundidas son compuestos líquidos muy viscosos y corrosivos. Permanecen sólidas a condiciones normales de temperatura y presión, pero, en cambio, se vuelven líquidas con temperaturas elevadas. Esta propiedad de poseer un bajo punto de fusión convierte a las sales fundidas en apropiadas para la combinación con centrales de carbón. [43] Estas sales, formadas por 40% KNO<sub>3</sub> y 60% NaNO<sub>3</sub> [44], se usan para aumentar la temperatura del vapor recalentado frío (V4). El resto de la energía térmica se emplea en el calentamiento del caudal de vapor principal (A2). Posteriormente, se calientan estos caudales con carbón dentro de la caldera hasta la temperatura de trabajo. De esta manera, se incorpora la energía solar a la central de carbón sin tener que realizar grandes modificaciones en la configuración y se reduce el consumo de combustible al precalentar el vapor.

Para poder controlar el nivel de carbón necesario según el calor solar disponible, se instalarán sondas que controlarán la temperatura de las corrientes de vapor. Según este sistema, cuando baje la temperatura de trabajo, se introducirá más carbón y viceversa, siendo el objetivo mantener los 582MW de potencia al final del ciclo. Además, el carbón se quema en la caldera con aire cuya corriente será la que se tomará como referencia para el posterior cálculo de exergía.

Seguidamente, el vapor principal pasa a la turbina de alta presión (V1), este primer caudal de vapor vuelve a la caldera para ser recalentado (V4) hasta la misma temperatura del vapor principal pero menor presión. El vapor recalentado caliente (V2) vuelve a la turbina, pero esta vez a la de baja presión. Ambas turbinas son capaces de producir los 582MW de potencia.

En la turbina se realizan extracciones de vapor para precalentar el agua del circuito. El objetivo es aumentar la eficiencia reduciendo la diferencia de temperaturas entre el agua que retorna a la caldera y el vapor que sale hacia la turbina. El número óptimo de extracciones son siete ya que seguir incrementando su número supondría altos costes para el poco aumento de eficiencia que obtendríamos. [45] Para calcular las condiciones de cada extracción se ha seguido un proceso iterativo incluido en las hojas de características de las turbinas. El empleado en este caso pertenece a General Electric, el cual establece las siguientes relaciones para calcular la presión de la extracción. [45]

$$p_{x,i} = \frac{m_{i+1} \cdot f}{10^6} \quad (4.1)$$

Donde  $p_{x,i}$ , presión de la extracción  $i$ , se calcula como producto del gasto másico (en lb/h) por un factor de extracción definido en la siguiente tabla. Las presiones obtenidas vienen dadas en psia. Estos resultados serán convertidos al sistema en el que trabajamos (bar para la presión y kg/s para el gasto másico).

Figura 4.8. Factor de extracción de la turbina.

Nº EXTRACCIÓN	1	2	3	4	5	6	7
FACTOR f	210,3	110,1	59,3	23,87	8,92	4,99	2,59

El proceso iterativo consiste en ir modificando las presiones de las extracciones y por tanto el gasto másico para observar la potencia resultante con la ayuda del programa EpsilonProfessional. El proceso se repite hasta que se alcanzan los 582MW que, como se recordará, son nuestro objetivo. Como datos fijos se considerarán las presiones de la central Litoral para las corrientes V1 y V2. Inicialmente, la relación entre las presiones de las extracciones se supondrá la misma que en el ejemplo de referencia. [45] En función de los resultados se han ido cambiando los valores de las presiones hasta obtener los 582MW. Esto es posible porque el programa estima los flujos másicos en función de las presiones y asigna la misma presión a la extracción y a la corriente que sigue en la turbina, simplificando el proceso.

Tabla 4.9. Valores iniciales y finales de la iteración. (en bares)

	V1	V2	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	POTENCIA (MW)
ITERACIÓN 0	176	41	47	21,07	10,10	3,82	1,38	0,74	0,37	540
ITERACIÓN FINAL	176	41	47	32,92	16,60	6,29	2,27	1,23	0,95	582

Se ha observado mediante el proceso iterativo que las presiones con mayor influencia en la potencia final, son E2 y E3. La razón es que ambas provocan diferencias de presiones significativas y, por tanto, a mayor diferencia, mayor potencia obtenida.

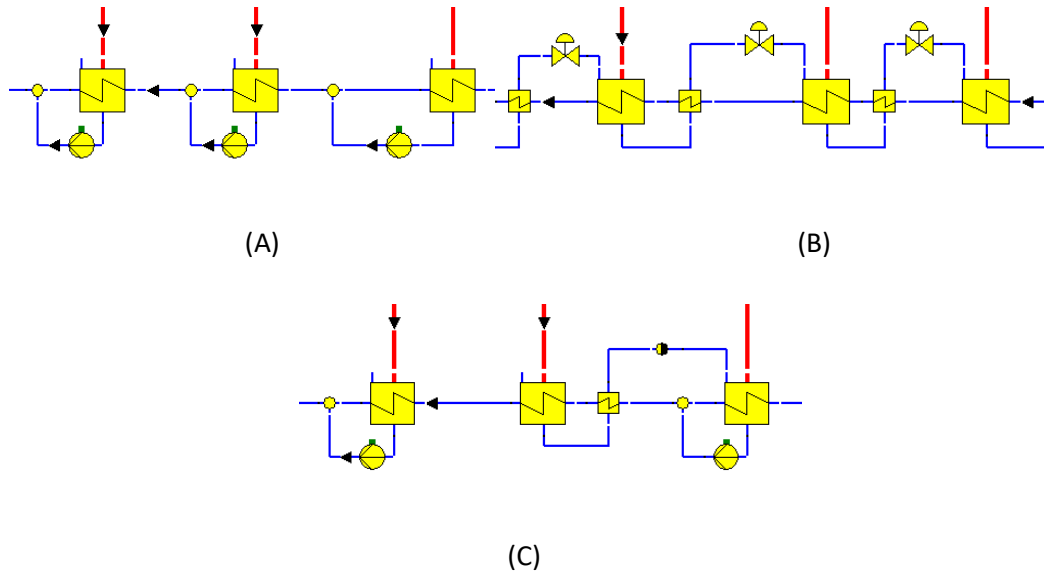
Tras pasar por la turbina, el vapor circula a través de un condensador. El condensador no es un componente productivo, es decir, se incorpora al circuito por cuestiones de diseño. De esta forma, se cierra el ciclo de la central al condensar el vapor en agua y se reduce la presión de salida de la turbina con lo que se aumenta el rendimiento y la potencia de la misma. [46]

En este caso se va a sustituir la refrigeración abierta con agua de mar por una torre de refrigeración. Las torres son sistemas mecánicos que disminuyen la temperatura del agua de refrigeración del condensador. En el interior de la torre se pulveriza esta agua en contacto con aire, enfriando el caudal de agua sobre el que cae. [47]

Tras el condensador, el agua del ciclo pasa por varios precalentadores. Estos componentes son intercambiadores de calor que usan las sucesivas extracciones de vapor de la turbina para aumentar progresivamente la temperatura del agua. De esta forma, cuando el agua llega a la caldera tiene una temperatura más próxima a la del vapor de salida, aumentando el rendimiento. Como se ha visto en el capítulo 3, cuanto menor es la diferencia de temperaturas entre dos fluidos, mayor es el rendimiento de la transferencia de calor y menos carbón es necesario para alcanzar la temperatura final.

Por otra parte, existen dos tipos de precalentadores, de baja y alta presión. Los primeros se sitúan entre el condensador y el desgasificador. A medida que el agua del ciclo se acerca a la caldera, aumenta su presión porque recibe el calor de las primeras extracciones de la turbina. Los precalentadores pueden estar dispuestos en configuración abierta, cerrada y mixta. Los circuitos con precalentadores abiertos siguen el diseño de la Figura 4.10.A. En ella, los flujos de salida de los intercambiadores se mezclan tras su paso por el precalentador. En cambio, en la configuración cerrada, la corriente de la extracción a la salida es usada para aumentar la temperatura del precalentador anterior (Figura 4.10.B). La configuración mixta presenta una mezcla de ambos diseños (Figura 4.10.C).

Figura 4.10. Configuraciones de precalentadores.



Tras haber simulado las tres opciones para las mismas condiciones, se obtuvo menor consumo de carbón con el diseño de precalentadores cerrados. Por tanto, ésta será la opción implementada en la central híbrida.

El desgasificador es un equipo que elimina el oxígeno del agua para evitar la corrosión del resto de componentes. Consta de dos cuerpos, uno primero donde se realiza la desgasificación mediante el aumento de temperatura que hace menos solubles a los gases, y otro que sirve de depósito. [48][49]

A la salida de los precalentadores, la corriente de agua circula por el segundo intercambiador de sales fundidas. La temperatura se eleva lo máximo posible y se vuelve a iniciar el circuito.

#### 4.1.3. Resultados de la simulación

Para la central descrita anteriormente se han realizado varias simulaciones, cada una en unas condiciones diferentes. El objetivo es observar el comportamiento de la central en diversas situaciones, en especial el efecto de no poder usar la fuente solar. Para recrear las situaciones

de la simulación se ha tomado los datos climatológicos en Almería de cada día analizado en 2016, temperatura, velocidad del viento y radiación solar. [50] [51] Se han elegido tres horas de cada día, 12 de la mañana donde la radiación es mayor, las 3 de la mañana donde no hay sol y las 17h como situación intermedia.

- Invierno: Se ha tomado el 15 de enero como ejemplo de día de invierno en Almería.

Tabla 4.11. Condiciones del 15 de enero.

HORA	TEMPERATURA (°C)	VELOC. VIENTO (km/h)	RADIACIÓN SOLAR (W/m <sup>2</sup> )
12pm	17	30	730
17pm	15	33	640
3am	8,9	50	0

- Verano: Se ha tomado el 15 de julio como ejemplo de día verano en Almería.

Tabla 4.12. Condiciones del 15 de julio.

HORA	TEMPERATURA (°C)	VELOC. VIENTO (km/h)	RADIACIÓN SOLAR (W/m <sup>2</sup> )
12pm	27,8	48	1760
17pm	26,4	15	1670
3am	23,3	52	0

- Primavera: Se ha tomado el 15 de marzo como ejemplo de situación intermedia.

Tabla 4.13. Condiciones del 15 de marzo.

HORA	TEMPERATURA (°C)	VELOC. VIENTO (km/h)	RADIACIÓN SOLAR (W/m <sup>2</sup> )
12pm	19,9	45	1200
17pm	13,2	31	385
3am	9,1	37	0

Al hacer las nueve simulaciones se evidencia que para todos los casos en los que es de día los resultados son los mismos. Esto es debido a cuestiones de diseño de los componentes. Cuanto mayor es la radiación solar, mayor es el gasto másico de las sales fundidas, pero la temperatura de éstas permanece constante en los 565°C, que es el máximo establecido por diseño para esta torre. Sin embargo, este aumento de gasto no se puede aprovechar ya que la transferencia de calor en el primer intercambiador está limitado a sus valores de diseño. Por tanto, en todos los casos en los que la radiación solar es suficientemente alta, el gasto másico de las sales fundidas es el mismo, y, por tanto, el consumo de combustible para terminar de alcanzar las temperaturas deseadas también es el mismo.

Durante las noches, la central híbrida se comporta como una central de carbón, ya que el aporte de las sales es nulo. A continuación, se detallan las principales diferencias entre los dos casos.

Tabla 4.14. Diferencia entre la central híbrida de día y de noche.

	<b>CONSUMO DE CARBÓN (kg/s)</b>	<b>PRODUCTOS DE COMBUSTIÓN (kg/s)</b>	<b>EMISIONES DE CO<sub>2</sub> (kg/s)</b>	<b>EMISIONES DE SO<sub>2</sub> (kg/s)</b>	<b>CENIZA (kg/s)</b>
DÍA	47,41	542,14	110,26	2,36	4,6
NOCHE	59,70	682,71	138,85	2,98	5,79

Como se puede comprobar, el aumento del consumo de carbón por la noche es del 25,92% respecto al día. Evidentemente, el producto de la combustión también se incrementa. Éste está formado por varios componentes, entre ellos los más contaminantes son el CO<sub>2</sub> y el SO<sub>2</sub>. Igualmente se eleva la cantidad de ceniza que se expulsa en la combustión, la cual está formada por sólidos sin quemar que pueden afectar a la salud de las personas que lo inhalan si se traslada al aire. La concentración de los tres tipos de contaminantes aumenta en más de un 25% cuando es de noche.

Para simplificar el análisis posterior, se supondrá que el almacenamiento térmico de 15h de la central es suficiente para cubrir las horas sin sol y posibles incidencias. Por tanto, a partir de ahora se presentan sólo los resultados de la central híbrida con las dos fuentes de energía

trabajando. Los resultados de la central por la noche serán tomados como referencia para plantas de carbón. Debido a la magnitud de esos resultados, sólo se presentan los que son significativos en el proceso o relevantes para los cálculos posteriores. Como ya se ha mencionado, los datos de referencia provienen de valores reales de las centrales Litoral y Gemasolar. Durante la simulación, estos datos han sufrido modificaciones para adaptarlo a las condiciones de diseño. A continuación, se muestran los resultados de las corrientes principales por simplicidad. En el Anexo I se encuentran los resultados para todas las corrientes de la central.

- Corrientes de vapor.

Tabla 4.15. Resultados para las corrientes de vapor.

CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
V1	560	176	632,21	3.450,78	6,46	1.530,19
V2	560	41	602,06	3.582,20	7,25	1.424,97
E1	359,51	47	30,15	3.101,22	6,53	1.159,35
E2	525,20	32,92	36,31	3.510,75	7,26	1.350,11
E3	424,67	16,59	43,06	3.307,42	7,30	1.135,63
E4	300,80	6,29	32,34	3.063,01	7,35	874,82
E5	191,81	2,27	16,30	2.852,91	7,41	647,31
E6	135,36	1,23	6,23	2.745,48	7,45	529,82
E7	113,79	0,95	5,60	2.704,58	7,46	484,90
V3	86,42	0,61	462,22	2.638,88	7,48	412,24
V4	359,51	47	602,06	3.101,22	6,53	1.159,35
V5	539,38	45	602,06	3.531,03	7,15	1.404,82



- Corrientes de agua.

Tabla 4.16. Resultados para las corrientes de agua.

CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
A1	181	294,45	632,22	1.306,04	3,16	367,27
A2	182	261,78	632,22	1.142,32	2,87	292,16

- Corrientes de sales fundidas.

Tabla 4.17. Resultados para las corrientes de sales fundidas.

CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
S1	565	1	874,25	845,22	1,67	349,82
S2	565,20	5,30	874,25	845,54	1,67	350,10
S3	369,51	5,30	874,25	546,55	1,26	172,17
S4	290	1	874,25	426,96	1,06	111,69
S5	291,88	44	874,25	429,79	1,06	114,22

- Corriente de aire.

Tabla 4.18. Resultados para la corriente de aire.

CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
AIRE	25	1,01	499,33	25,54	6,96	0,00

- Corriente de carbón.

Tabla 4.19. Resultados para la corriente de carbón.

CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
C	25	1,01	47,41	27,85	0,49	0,00

- Corriente de productos de combustión.

Tabla 4.20. Resultados para la corriente de productos de combustión.

CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
PC	370	1,01	542,14	400,78	7,68	130,40

Como se puede observar, Ebsilon proporciona los valores de exergía física de cada corriente en función de la entropía y entalpía según la ecuación 3.4. Los valores de referencia se toman del aire que entra en la caldera con  $T_0 = 25^\circ\text{C}$  y  $p_0 = 1.013 \text{ bar}$ . Consecuentemente, debido a que la exergía física sólo tiene en cuenta estas condiciones físicas y no las químicas, todas las corrientes con igual temperatura y presión tiene exergía física nula, independientemente de su composición.

Estos resultados se emplearán para realizar el análisis exergético en el siguiente apartado.

## 4.2. Análisis exergético

En este apartado se llevará a cabo un análisis exergético para determinar la exergía física y química de las corrientes del proceso, la exergía destruida y la eficiencia exergética de cada componente y de la central híbrida.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la exergía física de las corrientes es calculada por EbsilonProfessional según la ecuación 3.4. El cómputo del resto de parámetros (exergía química, destruida y eficiencia exergética), se explica seguidamente. En este cálculo no se tienen en cuenta los valores de exergía cinética y potencial ya que su valor es mucho menor que el del resto de componentes de la exergía total.

### 4.2.1. Exergía química

La exergía química de una corriente es el máximo trabajo útil extraíble de esa corriente en igual condiciones físicas que el ambiente ( $T_0$  y  $p_0$ ), pero diferente composición. Es decir, todas las corrientes de la central con igual composición y diferente T y p tendrán la misma exergía química, pero distinta exergía física.

Para el cómputo de las exergías químicas se usará la tabla 3.1 que determina el valor de  $e^{-CH}$  para  $T_0 = 298,15K$  y  $p_0 = 1.013 \text{ bar}$ , valores de referencia tomados del aire de la caldera. Por tanto, la exergía química del aire es cero, ya que es la corriente de referencia. Los valores de  $e^{-CH}$  para las corrientes de agua en estado vapor y líquido se tomarán de la tabla 3.1.

Para el resto de corrientes que son mezclas de diferentes componentes, es necesario más cálculos. En todos los casos la  $e^{-CH}$  de los componentes presentes es el valor que aparece en la tabla 3.1.

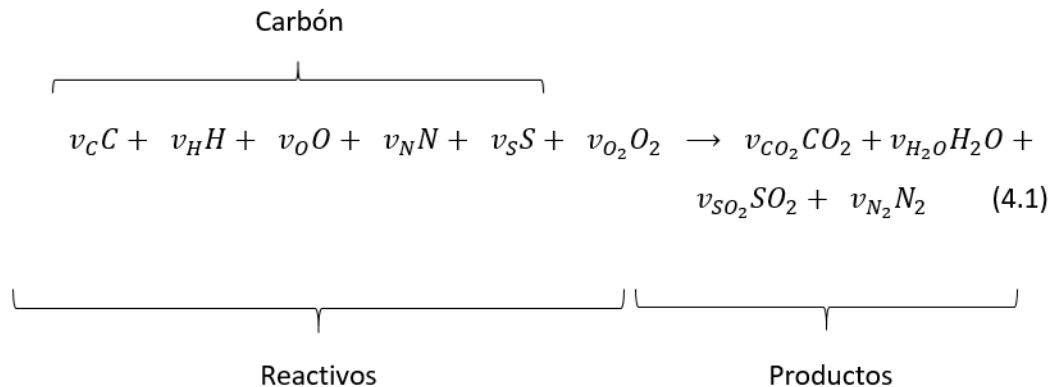
- Sales fundidas: están formadas por una mezcla de 40%  $KNO_3$  y 60%  $NaNO_3$ . Para calcular la exergía química se seguirá la ecuación 3.5 considerando mezcla ideal de las dos sustancias.

- Producto de la combustión: se usará la ecuación 3.6 que añade a la mezcla ideal de gases la parte correspondiente a las partículas sólidas presentes (carbón y azufre). Las fracciones molares de los compuestos del producto de la combustión son las siguientes:

Tabla 4.21. Fracción molar de los componentes del producto de la combustión.

$x_{N_2}$	$x_{O_2}$	$x_{CO_2}$	$x_{H_2O,g}$	$x_{SO_2}$	$x_C$	$x_H$	$x_O$	$x_N$	$x_S$	$x_{H_2O,l}$
0,73	0,03	0,14	0,09	$2 \cdot 10^{-3}$	$1,37 \cdot 10^{-3}$	$1,15 \cdot 10^{-3}$	$1,11 \cdot 10^{-4}$	$2,32 \cdot 10^{-5}$	$2,02 \cdot 10^{-5}$	0

- Carbón: para calcular la exergía química del carbón seguirá la ecuación 3.15 suponiendo una composición para el carbón y el aire como las definidas en las tablas 3.2 y 3.3, respectivamente. Se supondrá primero que tenemos carbón seco libre de cenizas y posteriormente se le añadirá el efecto del agua y las cenizas. La ecuación que sigue el carbón DAF es la siguiente:



Donde  $v$  de los reactivos vienen dados en las tablas y los de los productos pueden ser extraídos de la ecuación anterior 4.1 y de las ecuaciones 3.11-3.13.

$$v_{CO_2} = v_C \quad (4.2)$$

$$v_{H_2O} = \frac{1}{2} v_H \quad (4.3)$$

$$v_{SO_2} = v_S \quad (4.4)$$

$$v_{N_2} = \frac{1}{2} v_N \quad (4.5)$$

$$v_{O_2} = v_C + \frac{1}{4}v_H + v_S - \frac{1}{2}v_O \quad (4.6)$$

Con estos datos se puede calcular  $e_{DAF}^{-CH}$  del carbón seco libre de cenizas. Finalmente, usando la ecuación 3.17 se obtiene la exergía química del carbón. La aportación de las cenizas será ignorada debido a que su valor es muy pequeño en relación al de los demás componentes.

Teniendo en cuenta todo lo anterior se obtienen los siguientes valores de exergía química para las corrientes de la central.

Tabla 4.22. Exergía química de las corrientes.

CORRIENTE	$e^{-CH}$ (kJ/kg)
Vapor	527,78
Agua (l)	50
Aire	0
Sal fundida	-237,14
Productos combustión	89,82
Carbón	28.004,91

Lógicamente, la corriente con mayor exergía química es el carbón ya que el calor que se desprende por la reacción de combustión es muy grande, y por tanto el trabajo útil que se puede obtener de él es mayor.

#### 4.2.2. Eficiencia exergética

Una vez calculadas las exergías física y química de cada corriente, éstas se suman para obtener la exergía total de dicha corriente. Hasta ahora lo que se ha hallado son los valores específicos, por tanto, para obtener la exergía total se multiplicará los valores por el gasto másico de la corriente. A continuación, se presentan los resultados de exergía para las corrientes principales del sistema. Los datos totales de la central se recogen en el Anexo II.

Tabla 4.23. Exergías para las corrientes principales.

CORRIENTE	$e^{PH}$ (kJ/kg)	$e^{-CH}$ (kJ/kg)	$\dot{E}$ (MW)
<b>VAPOR</b>			
V1	1.530,19	527,78	1.301,08
V2	1.424,97	527,78	1.175,67
E1	1.159,35	527,78	50,87
E2	1.350,11	527,78	68,18
E3	1.135,63	527,78	71,63
E4	874,82	527,78	45,36
E5	647,31	527,78	19,15
E6	529,82	527,78	6,59
E7	484,90	527,78	5,67
V3	412,24	527,78	434,49
V4	1.159,35	527,78	1.015,75
V5	1.404,82	527,78	1.163,54
<b>AGUA</b>			
A1	367,27	50	263,81
A2	292,16	50	216,32
<b>SAL FUNDIDA</b>			
S1	349,82	-237,14	98,51
S2	350,10	-237,14	98,76
S3	172,17	-237,14	-56,80
S4	111,69	-237,14	-109,67
S5	114,22	-237,14	-107,46
<b>AIRE</b>			
AIRE	0	0	0
<b>CARBÓN</b>			
C	0	28.004,91	1.327,68
<b>PRODUCTOS COMBUSTIÓN</b>			
PC	130,40	89,82	119,39

En los resultados obtenidos se comprueba que las corrientes de carbón y de vapor con altas temperaturas y presiones tienen exergías mayores. Esto es debido a que su potencial para producir es más elevado que el del resto de corrientes. Una parte de este potencial se usa para aumentar la temperatura de otra corriente en los intercambiadores y otra parte se destruye en el proceso.

Con la exergía calculada para cada una de las corrientes se puede hacer el análisis exergético de los componentes de la central. El objetivo es comprobar su eficiencia exergética mediante la fórmula 3.20. Mediante este método se comprueba la relación entre lo que producimos y los recursos que empleamos para producirlos. A continuación, se describen las eficiencias exergéticas de varios componentes.

- Caldera: la exergía de los productos es el calor absorbido por las corrientes ya que ésta es la finalidad de la caldera. La exergía de los reactivos contempla lo que añadimos de carbón y aire menos lo que sale de productos de combustión y ceniza. Como en este caso el valor para el aire y la ceniza es nulo, queda como sigue:

$$\dot{E}_P = (\dot{E}_{V1} - \dot{E}_{A1}) + (\dot{E}_{V2} - \dot{E}_{V5}) \quad (4.7)$$

$$\dot{E}_R = (\dot{E}_C + \underbrace{\dot{E}_{\text{AIRE}}}_{\downarrow 0}) - (\dot{E}_{PC} + \underbrace{\dot{E}_{\text{ASH}}}_{\downarrow 0}) \quad (4.8)$$

- Turbina: la exergía de los productos es la potencia generada. La exergía de los reactivos se compone de las corrientes de entrada menos las de salida en las que se incluyen las extracciones. Se va a diferenciar entre la turbina de alta presión y la de baja presión.

- Alta presión:

$$\dot{E}_P = W \quad (4.9)$$

$$\dot{E}_R = (\dot{E}_{V1} - \dot{E}_{V4} - \dot{E}_{E1}) \quad (4.10)$$

- Baja presión:

$$\dot{E}_P = W_{\text{total}} - W \quad (4.9)$$

$$\dot{E}_R = \dot{E}_{V2} - (\dot{E}_{E2} + \dot{E}_{E3} + \dot{E}_{E4} + \dot{E}_{E5} + \dot{E}_{E6} + \dot{E}_{E7} + \dot{E}_{V3}) \quad (4.10)$$

- Intercambiador de calor: para los productos es el cambio de exergía en la corriente que queremos calentar/enfriar. La corriente que aporta o extrae el calor es el reactivo. Se presenta el ejemplo del intercambiador de mayor temperatura de las sales fundidas (IC1).

$$\dot{E}_P = (\dot{E}_{V5} - \dot{E}_{V4}) \quad (4.11)$$

$$\dot{E}_R = (\dot{E}_{S3} - \dot{E}_{S2}) \quad (4.12)$$

- Torre solar: la exergía de los reactivos es el calor disponible en el receptor, la de los productos es la exergía que realmente se usa para aumentar la temperatura de las sales.

$$\dot{E}_P = (\dot{E}_{S1} - \dot{E}_{S5}) \quad (4.13)$$

$$\dot{E}_R = Q_{\text{TORRE}} \quad (4.14)$$

- Desgasificador: Se considera los productos como las corrientes de salida y los reactivos las de entrada.
- Condensador: este componente no tiene una finalidad productiva, sino que se instala por necesidades de diseño, así, para el condensador, en lugar de la eficiencia exergética, se calculará la exergía destruida por la incorporación del condensador mediante la ecuación 3.19.
- Torre de refrigeración: para la torre se usará el mismo método que para el condensador.

Con estas consideraciones se obtienen los resultados de la siguiente tabla.



Tabla 4.24. Eficiencias exergeticas de los componentes.

COMPONENTE	$\varepsilon_k$	$\dot{E}_D$ (MW)
Caldera (CALDERA)	86,92%	157,98
Turbina alta P (T_AP)	83,42%	38,87
Turbina baja P (T_BP)	75,28%	129,67
Generador (G)	98,56%	8,50
Condensador (CONDENSADOR)	-	476,65
Torre de refrigeración (T.REFRIG)	-	183,79
IC9	84,89%	0,14
PRECAL6	46,03%	7,94
IC8	86,68%	0,20
PRECAL5	47,75%	9,24
IC7	85,67%	1,25
PRECAL4	49,00%	26,19
IC6	84,27%	2,31
PRECAL3	52,47%	61,68
Desgasificador (DESG)	83,79%	26,59
IC5	93,94%	5,22
PRECAL2	59,54%	74,66
IC4	95,79%	2,43
PRECAL1	61,48%	66,14
IC3	49,80%	26,60
IC2	89,98%	100,26
IC1	95,01%	303,35
Torre (TORRE)	49,84%	208,11
Heliostatos	81,35%	94,93

A la vista de los resultados se comprueba que, en general, las eficiencias exergéticas de los componentes de la central están por encima del 80%. Sin embargo, los precalentadores presentan eficiencias mucho menores, esto es debido a la diferencia de temperatura entre las corrientes, vapor de las extracciones y agua. Esta diferencia es la principal causa de destrucción de exergía en los intercambiadores de calor. A medida que el vapor de las extracciones está más caliente y por tanto puede ceder más calor al agua, la eficiencia de los precalentadores aumenta. Así, se observa que, a partir del desgasificador, la eficiencia exergética de los precalentadores de alta presión (PRECAL2 y PRECAL1) es mayor que los de baja presión.

La torre solar también presenta una eficiencia exergética más reducida debido a cuestiones de diseño. En el futuro se espera que la investigación ayude a mejorar esta eficiencia mediante fluidos que alcancen mayores temperaturas, nuevas tecnologías o el desarrollo de las actuales. [36]

El cálculo de la exergía destruida nos da la importancia de las irreversibilidades en cada componente. En el caso de la combustión, se ha disminuido la exergía destruida mediante el uso del calor desprendido para aumentar la temperatura en dos corrientes junto con el precalentamiento de esas corrientes por las sales fundidas y el control de la cantidad de aire de la caldera. El bloque de condensación, condensador y torre de refrigeración, tiene el valor máximo de destrucción de exergía, ya el calor desprendido no se usa en ningún otro proceso.

Para una visión global de toda la central híbrida, se procede a hallar el total de exergía destruida en el proceso y la eficiencia exergética. La suma de la exergía destruida es  $\dot{E}_{D,total} = 1.912,78 \text{ MW}$ , mientras que la eficiencia total es del 31,60%, tomando como producto los 582MW de potencia y como reactivos la exergía del carbón y del calor solar.

$$\varepsilon = \frac{582MW}{E_{carbón} + Q_{solar}} \quad (4.15)$$

El valor de la eficiencia exergética suele encontrarse cerca del 30% en centrales híbridas solares, por lo que se considera una eficiencia aceptable para esta central. [52] Para centrales térmicas que hacen uso únicamente del carbón, la eficiencia exergética toma valores entre 30-40%. Por ejemplo, para esta central durante la noche se obtiene una eficiencia de 34,81% que se puede considerar como valor de referencia para centrales de carbón. [53] Por tanto, la

introducción de la parte solar no disminuye excesivamente la eficiencia exergética tomando una central de sólo carbón como referencia.

### **4.3. Análisis económico**

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el análisis económico de la central híbrida. Este análisis se basa en tres valores principalmente: inversión en capital necesaria, ingreso total requerido y coste nivelado de la electricidad. La metodología que se ha seguido es la introducida en el capítulo 3.

#### **4.3.1. Inversión en capital**

El cálculo de la inversión se ha hecho considerando la información capítulo 3.2. Para ello se ha seguido varios pasos.

1. Recopilación de información, hipótesis y datos.
2. Cálculo de costes en el momento del estudio (2016).
3. Ajuste de costes al año de generación.
4. Obtención de la inversión inicial.

A continuación, se detallan cada una de las fases del proceso de cálculo.

##### **4.3.1.1. Datos iniciales**

Antes de llevar a cabo el estudio es imprescindible establecer las condiciones que determinarán nuestro proyecto. A continuación, se recogen los supuestos y datos considerados para la central híbrida a estudiar.

1. Suponemos que hacemos el estudio económico el 1 de julio de 2016, la obra empezará el 1 de enero de 2017 y terminará el 1 de enero de 2019. Por tanto, los datos siguientes vienen expresados en su valor de 2016.
2. La capacidad de la central es del 85% [54], funcionando ese tiempo con la aportación de energía solar, ya sea proveniente del sol o del almacenamiento disponible 15h. Se supone que el almacenamiento es suficiente para cubrir posibles incidencias que ocurran durante el 85% del tiempo y que, por consiguiente, nunca funciona con sólo carbón.
3. La tasa de inflación en 2016 fue  $i = 2,975\%$  [55] (Supongo una media del valor actual de la tasa de inflación para toda la vida de la central)
4. La tasa de escalado nominal (excepto carbón) es la inflación (2,975%).
5. Para el carbón se supone una tasa de escalado real de 0,5% basada en la previsión de una ligera subida de precios. [35] La tasa de crecimiento media del carbón es por tanto un escalado nominal  $r_n^f = 3,490\%$ .
6. La vida útil de la central híbrida es 25 años y, la económica, 20 años (ambas contadas a partir del inicio de la operación).
7. Se supone que el valor residual de la central al final de los 25 años es cero.
8. La financiación se llevará a cabo de la siguiente forma:

TIPO DE FINANCIACIÓN	P (%) DEL CAPITAL	INTERÉS (i)
Préstamo	65%	10,00%
Acciones ordinarias	25%	15,00%
Acciones preferentes	10%	11,70%
Media financiación $i_m$		11,42%

9. Se toma como precio de venta de la electricidad 0,10516 €/kWh, tomando su valor en 2016. [56]
10. Todos los valores de los impuestos pertenecen a 2016 y se suponen constantes durante

toda la vida de la central.

- a. Impuesto de sociedades  $t_s = 25\%$  [57].
- b. El impuesto sobre la propiedad es el IBI, en Almería en 2016 fue de  $t_{IBI} = 0,46\%$  [58]
- c. El impuesto en seguros se estima en  $t_{seg} = 0,5\%$  [34].

11. Costes de O&M: Para su cálculo se estima un 20% del PEC. [59]

12. El coste del carbón es de 84.72€/t [60]. El gasto másico obtenido en el análisis exergético anterior es 0,0474 t/s cuando funcionan las dos fuentes simultáneamente.

13. Se estiman 100 personas trabajando en la central, repartidas de la siguiente forma:

TIPO DE TRABAJO	P (%) DEL TOTAL	SALARIO (€/H)
Ingenieros	30%	27
Técnicos	50%	19
Otros	20%	16
Media de coste		20,80

Es decir, se considera que el trabajo se reparte entre ingenieros, técnicos especialistas que realizarán los trabajos de mantenimiento, reparación y control de la central, y otro tipo de personal auxiliar (administrativos, transportistas, comerciales, etc.).

#### 4.3.1.2. Cálculo de costes previo

En este apartado se realiza un cálculo aproximado del capital inicial basado en euros del 1 de julio de 2016, momento del estudio. Para ello se ha tenido en cuenta la información del apartado anterior y del capítulo 3.2.1.

La estimación del precio de compra de los equipos se ha basado en los componentes principales: torre, espejos, turbina, condensador, intercambiadores de calor, torre de

refrigeración y caldera. A continuación, se presentan los costes típicos para una central solar en función de la potencia. [36][61][62] Los precios vienen dados para 2011, sin embargo, debido a la reducción estimada del precio de los componentes solares (torre y espejos) y el incremento del resto debido a la inflación, se supondrá que estos precios permanecen constantes para 2016.

Tabla 4.25. Costes de equipamiento.

Equipo	Precio (€/kW)
<b>Equipamiento solar</b>	
Heliostatos	78,42
Torre y receptor	206,31
Almacenamiento (15h)	31,37
<b>Equipamiento convencional</b>	
Turbina (incluido generador)	317,49
Caldera	140,03
Condensador	277,80
Torre de refrigeración	84,61
Intercambiadores de calor	76,38
<b>TOTAL</b>	<b>1.212,42</b>

Consecuentemente, el precio total del equipamiento de la central híbrida es de 1.212,42 €/kW. Mediante la aplicación de los porcentajes y los valores de cada uno de los costes mencionados en el apartado 3.2.1, así como de los datos referidos anteriormente, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 4.26. Estimación de costes.

1. Inversión total en capital (TCI)	Coste €/kW	Coste millones €
<b>1.1 Inversión en capital fijo (FCI)</b>	<b>7.048,67</b>	<b>4.102,33</b>
<b>1.1.1 Costes directos (DC)</b>	<b>4.922,42</b>	<b>2.864,85</b>
Coste de compra de los equipos (PEC)	1.212,42	705,63
Coste de instalación de los equipos	545,59	317,53

Red de tuberías	800,20	465,71
Instrumentación y control	242,48	141,13
Equipamiento eléctrico y materiales	484,97	282,25
Terreno	121,24	70,56
Infraestructura	727,45	423,38
Servicios auxiliares	788,07	458,66
<b>1.1.2 Costes indirectos</b>	<b>2.126,25</b>	<b>1.237,48</b>
Ingeniería y supervisión	363,73	211,69
Costes durante la construcción	738,36	429,73
Contingencias	1.024,17	596,06
<b>1.2 Otros gastos</b>	<b>211,28</b>	<b>122,97</b>
Costes de puesta en marcha (PMC)	162,94	94,83
Activo circulante (AC)	48,34	28,14
<b>TOTAL</b>	<b>7.259,95</b>	<b>4.225,29</b>

Donde PMC y AC se han calculado siguiendo las fórmulas 3.21 y 3.22 respectivamente. Los costes de mano de obra, carbón y de operación y mantenimiento se obtienen de los datos del apartado anterior.

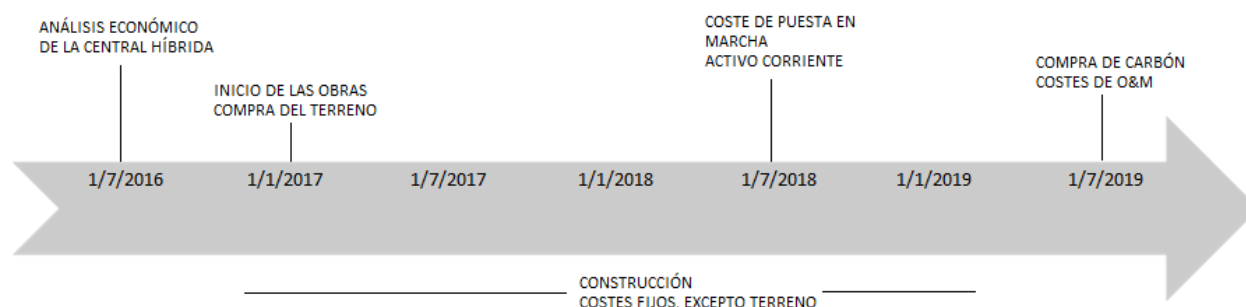
Por tanto, la inversión inicial estimada para el 1 de julio de 2016 es 7.259,95 €/kW. Sin embargo, para un estudio más preciso es importante incluir el efecto del tiempo en cada uno de los costes. Este ajuste se detalla a continuación.

#### 4.3.1.3. Ajuste de costes con el tiempo

Una vez calculado el capital total, se expresa cada valor en el momento en el que se produjo el gasto. Para ello se aplicó la fórmula 3.25 teniendo en cuenta las suposiciones introducidas en el apartado 3.2.1.1. Se supondrá que todo el capital fijo, excepto el terreno, se va gastando durante los dos años de construcción. A este concepto se le conoce como Inversión en Servicios

de la Central (ISC). Por otra parte, el terreno se compra al inicio de las obras, los costes de puesta en marcha y el activo circulante se producen en el último año antes de empezar las obras (2018) y el gasto de combustible y O&M en el primer año de operación (2019). Como se ha explicado en el capítulo 3, se supondrá que todos estos gastos, excepto el terreno, se producen a mitad de año. Más abajo se aprecia una línea temporal de los costes.

Figura 4.27. Línea temporal de costes.



Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se obtienen los siguientes valores. Estos vienen expresados en millones de euros, obtenido como el producto de cada coste €/kW por los 582MW de potencia.

Tabla 4.28. Relación de costes según los años.

COSTE	VALOR EN 1/7/2016 (mil €)	AÑO DE CÁLCULO	VALOR AJUSTADO (mil €)
Terreno	70,56	1/1/2017	71,61
Coste de puesta en marcha	94,83	1/7/2018	100,56
Activo circulante	28,14	1/7/2018	29,83
Coste de combustible	126,66	1/7/2019	140,39
Coste de O&M	141,13	1/7/2019	154,10
Costes ISC	4.031,76	1/1/2019	4.225,82



Para el cómputo de los costes de carbón y O&M se usarán los datos presentados al inicio de este capítulo. La cantidad de carbón se calcula para un año suponiendo que durante el 85% de capacidad de la central híbrida las dos fuentes de energía trabajan siempre de forma simultánea. Esta hipótesis se formula en base a las horas de almacenamiento de la parte solar, pues se supone que las 15h de almacenamiento disponible son capaces de cubrir los momentos en que la torre solar no es capaz de suministrar energía.

En el caso de los costes ISC, el cálculo incluye la actualización de cada año. Se considera que el 40% del valor se gasta en 2017 y el resto en el 2018 por lo que la fórmula 3.25 se aplica primero desde 2016 a 2017 al 40% y el resto se actualiza de 2016 a 2018.

La inversión en capital total actualizada con cada coste en su año de ejecución es la suma de los nuevos valores del terreno, coste de puesta en marcha, activo circulante e ISC. Esto representa un total de 4.427,81 millones de euros.

#### 4.3.1.4. Cálculo de intereses pagados durante la construcción (IPDC)

Para conocer la inversión inicial se incluyen los intereses que se irán pagando durante los años de construcción. Como se ha mencionado en el punto 3.2.1, se aplicará sobre los costes fijos, incluido el terreno, y los costes de puesta en marcha. En la primera tabla se muestra la cantidad en millones de euros que se paga con cada tipo de financiación. En la segunda tabla se indican los intereses pagados en cada coste calculados con la fórmula 3.26.

Tabla 4.29. Porcentaje del coste pagado por cada financiación.

	<b>AÑOS</b>	<b>PRÉSTAMO (65%)</b>	<b>A. ORDINARIAS (25%)</b>	<b>A. PREFERENTES (10%)</b>
Coste ISC	2017	1.079,44	415,17	166,07
	2018	1.667,34	641,28	256,51
Compra del terreno	2017 / 2018	46,54	17,90	7,160
Costes PMC	2017 / 2018	65,36	25,14	10,06

Tabla 4.30. Intereses pagados en cada financiación.

	<b>PRÉSTAMO (10%)</b>	<b>A. ORDINARIAS (15%)</b>	<b>B. PREFERENTES (11,7%)</b>	<b>INTERESES TOTALES</b>
Coste ISC	52,69	30,05	9,45	92,18
	81,38	46,42	14,59	142,39
Compra del terreno	9,77	5,77	1,77	17,32
Costes PMC	3,19	1,82	0,57	5,58
<b>TOTAL</b>	<b>147,03</b>	<b>84,06</b>	<b>26,38</b>	

Los intereses totales pagados durante la construcción resultan, entonces, de 257,47 millones.

#### 4.3.1.5. Inversión neta

La inversión neta se define como la suma entre la inversión en capital inicial y los intereses a pagar durante la construcción. Para la central híbrida que se estudia, se obtiene un total de 4.685,29 millones de euros.

Dentro del total, se distingue la parte no depreciable y la depreciable. La primera corresponde al coste del terreno, el activo circulante y los intereses de las acciones ordinarias. Al resto se le puede aplicar la depreciación posteriormente.

Tabla 4.31. Inversión depreciable y no depreciable.

	<b>COSTE (mil €)</b>
Terreno	71,61
Activo circulante	29,83
Interés de a. ordinarias	84,06
<b>Inversión no depreciable</b>	<b>185,50</b>

Con estos datos se puede calcular la inversión necesaria. En el cuadro siguiente se muestra los diferentes tipos de inversión de la central.

Tabla 4.32. Inversión neta.

	<b>COSTE (mil €)</b>
<b>Inversión neta</b>	<b>4.685,29</b>
Inversión no depreciable	185,50
Inversión depreciable	4.499,79

Por consiguiente, la inversión inicial requerida para construir la central y ponerla en marcha es 4.685,29 millones de euros. No se consideran gastos posteriores porque éstos se financiarán con los beneficios obtenidos de vender electricidad de la central.

Asimismo, la inversión inicial expresada en función de la potencia de la central es de 8.050,32€/kW. Los valores típicos para una central solar de torre oscilan entre los 6.100 y 8.100 €/kW actualmente [15], por lo que el valor de inversión para la central a estudiar efectivamente está dentro de este rango.

#### **4.3.2. Ingreso total requerido**

El ingreso total requerido de esta central se calculará sumando la recuperación total de capital (TCR), el retorno sobre la inversión para cada tipo de financiación (ROI), el impuesto de sociedades (IS), otros impuestos y seguros (OIS), el coste del carbón y los gastos de O&M. [34]

El proceso de cálculo se muestra a continuación. Por simplicidad se presentan los tres primeros y últimos años del cálculo. En el Anexo III se muestran los cálculos obtenidos para los 25 años de vida.

#### 4.3.2.1. Recuperación total de capital

Con el fin de calcular la recuperación total de capital, es necesario conocer la depreciación fiscal de la central durante los años de vida económica establecidos, esto es, 20 años. Como se ha mencionado en el capítulo 3.2 se aplica la depreciación sobre un año más de la vida económica, al final del cual el valor de la central debe ser nulo.

Aplicando las fórmulas 3.27-3.29 a las condiciones específicas de la central híbrida, se obtiene la siguiente tabla.

Tabla 4.33. Depreciación de la central híbrida.

Nº AÑO	AÑO	FD (%)	DF (mil €)	VALOR CENTRAL (mil €)
0	2018	0	0,00	4.499,79
1	2019	4,76%	214,28	4.285,51
2	2020	4,76%	214,28	4.071,24
3	2021	4,76%	214,28	3.856,96
...	...	...	...	...
19	2037	4,76%	214,28	428,55
20	2038	4,76%	214,28	214,28
21	2039	4,76%	214,28	0,00

Al suponer constante el factor de depreciación para la central se obtiene una DF constante de modo que la pérdida del valor de la central también lo es.

En cuanto a la depreciación contable y el cálculo de la recuperación total de capital, los resultados se presentan a continuación. Se ha aplicado las fórmulas 3.30-3.33 junto con el valor de DF de la tabla anterior.

Tabla 4.34. Recuperación total de capital. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	DC	IDR	$IPDC_{AO}$	TCR
1	2019	179,99	10,29	3,36	193,64
2	2020	179,99	10,29	3,36	193,64
3	2021	179,99	10,29	3,36	193,64
...	...	...	...	...	...
23	2041	179,99	-54,00	3,36	129,36
24	2042	179,99	-54,00	3,36	129,36
25	2043	179,99	-54,00	3,36	129,36
<b>TOTAL</b>					<b>4.583,85</b>
Coste del terreno y AC					101,44
<b>Inversión neta</b>					<b>4.685,29</b>

Al sumar al total el coste del terreno y AC se obtiene la inversión neta tal como se esperaba.

#### 4.3.2.2. Retorno sobre la inversión

La cantidad a pagar por la financiación definida en el apartado 4.2 se calcula usando las ecuaciones 3.34-3.37. El proceso es el mismo para cada tipo de financiación, pero cada una tiene diferentes porcentaje e interés. A continuación, se detalla el cálculo del ROI para el préstamo y las acciones ordinarias y preferentes.

Tabla 4.35. ROI del préstamo (65%) con interés del 10%. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	BPA	$DC_{Pr}$	$IDR_{Pr}$	ROI
1	2019	3.045,44	121,82	6,69	304,54
2	2020	2.916,93	121,82	6,69	291,69
3	2021	2.788,43	121,82	6,69	278,84
...	...	...	...	...	...
23	2041	260,16	121,82	-35,10	26,02
24	2042	173,44	121,82	-35,10	17,34

25	2043	86,72	121,82	-35,10	8,67
----	------	-------	--------	--------	------

Tabla 4.36. ROI de las acciones ordinarias (25%) con interés del 15%. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	BPA	$DC_{AO}$	$IDR_{AO}$	ROI
1	2019	1.171,32	43,49	5,93	175,70
2	2020	1.121,90	43,49	5,93	168,28
3	2021	1.072,47	43,49	5,93	160,87
...	...	...	...	...	...
23	2041	100,06	43,49	-10,14	15,01
24	2042	66,71	43,49	-10,14	10,01
25	2043	33,35	43,49	-10,14	5,00

Tabla 4.37. ROI de las acciones preferentes (10%) con interés del 11,70%. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	BPA	$DC_{AP}$	$IDR_{AP}$	ROI
1	2019	468,53	18,74	1,03	54,82
2	2020	448,76	18,74	1,03	52,50
3	2021	428,99	18,74	1,03	50,19
...	...	...	...	...	...
23	2041	40,02	18,74	-5,40	4,68
24	2042	26,68	18,74	-5,40	3,12
25	2043	13,34	18,74	-5,40	1,56

Efectivamente, el valor del ROI disminuye con el paso de los años conforme aumenta la cantidad depreciada. Este cálculo se basa en el balance a principios de año, al final del año 25 el ROI para cada tipo de financiación será cero.

#### 4.3.2.3. Impuestos y seguros

Los impuestos que afectan al estudio económico de la central son el impuesto de sociedades, el IBI de Almería y el ratio de seguros. El dato de cada uno de ellos se toma de las suposiciones iniciales, 30%, 0,46% y 0,5%, respectivamente. Se aplicarán las ecuaciones 3.38 y 3.39 del capítulo 3. Los valores de ROI, IPDC e IDR se toman de los cálculos anteriores de este apartado. Finalmente, teniendo en cuenta estas consideraciones, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 4.38. Impuestos y seguros. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	IS	OIS
1	2019	89,95	40,57
2	2020	85,78	40,57
3	2021	81,61	40,57
...	...	...	...
23	2041	63,88	40,57
24	2042	61,06	40,57
25	2043	58,25	40,57

Como se esperaba, el impuesto de sociedades disminuye a medida que lo hace el valor de la central porque este impuesto grava el valor del negocio. El OIS permanece constante debido a la suposición de que un aumento en el IBI, debido a la evolución del precio de las propiedades en el mercado, tiene una respuesta de bajada similar por parte del seguro.

#### 4.3.2.4. Costes de carbón y O&M

Respecto al cómputo de estos costes año tras año, se irán actualizando los precios que se muestran en la Tabla 4.28 del coste de O&M y del carbón. Para ello, se escalan los precios siguiendo la ecuación 3.23. La tasa de escalado de cada uno es diferente, al O&M se le aplica la inflación (2,975%) mientras que al carbón se le aplica su propia tasa de escalado nominal ( $r_n^f =$

3,490%). Conforme a lo mencionado anteriormente, se obtienen los datos que se presentan a continuación. Análogamente a los apartados anteriores, sólo se presentan los primeros y últimos tres años.

Tabla 4.39. Costes de carbón y O&M para los 25 años de vida. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	FC	O&M
1	2019	140,39	154,10
2	2020	145,29	158,68
3	2021	150,36	163,40
...	...	...	...
23	2041	298,61	293,70
24	2042	309,03	302,44
25	2043	319,81	311,43

La magnitud de estos costes, especialmente en los últimos años de vida de la central, indican su importancia en el estudio general de costes. [34]

#### 4.3.2.5. Ingreso total requerido

El ingreso total requerido en euros corrientes se obtiene de la suma de los términos anteriores de acuerdo a la fórmula 3.40. Para evitar la influencia de la inflación y expresar todos los ingresos en 2016, se reflejan los resultados en euros constantes según la ecuación 3.41. Se asumirá que todos los costes se ven afectados sólo por la inflación, ignorando el escalado real del combustible.



Tabla 4.40. Ingreso total requerido. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	$TRR_{cor}$	$TRR_{cte}$
1	2019	1.153,71	1.056,58
2	2020	1.136,45	1.010,70
3	2021	1.119,49	966,86
...	...	...	...
23	2041	871,81	418,92
24	2042	872,92	407,33
25	2043	874,66	396,35

Tras analizar los resultados para los ingresos totales requeridos en euros constantes se observa que los valores van disminuyendo con los años. Es decir, si se elige el precio de la electricidad en función del TRR anual, los clientes pagarán más en los primeros años que en los últimos. [34]

También cabe destacar que el principal factor que hace aumentar el TRR en euros corrientes es el incremento de los costes de carbón y O&M debido al escalado de precios. El resto de conceptos permanecen constantes o disminuyen.

#### 4.3.2.6. Ingreso total requerido nivelado

Para simplificar el análisis del TRR se calculará su importe nivelado que sea equivalente a la distribución no uniforme durante los 25 años. Para su evaluación se usarán las ecuaciones 3.42-3.44 del capítulo 3 con  $r_n=2,975\%$  y  $i_m=11,42\%$ . Con estas consideraciones se obtiene un  $TRR_{Niv}$  de 1.329,99 millones de euros.

Debido a la importancia de los costes de carbón y O&M en el importe del ingreso total requerido, se va a hallar el nivelado de ambos. Se seguirá un proceso equivalente al del TRR, pero en el caso de carbón se emplea un  $r_n=3,490\%$ .

Tabla 4.41. Ingreso total requerido nivelado. (millones de euros)

COSTE	IMPORTE NIVELADO	CONTRIBUCIÓN AL TRR
FC	169,49	12,74%
O&M	177,64	13,36%

De los datos observados en la tabla se extrae que la contribución de cada uno de los costes al total de los ingresos requeridos es de más del 10%. De esta manera, en el estudio de la viabilidad del proyecto es imprescindible conocer la evolución del precio del carbón y los costes de O&M. El objetivo es ir actualizando el estudio cada cierto tiempo y ser capaces de prever posibles subidas de precio, cambios tecnológicos, económicos y legales.

#### 4.3.3. Coste nivelado de la electricidad

El último factor del análisis de la central híbrida es el coste nivelado de la electricidad. El LCOE muestra la relación entre el TRR en base a euros corrientes y la electricidad generada para el total de los 25 años. Siguiendo la ecuación 3.45 con los resultados de TRR anteriores y la electricidad generada por la central de 582MW, se obtiene un LCOE de 0,19€/kWh.

Si se compara este dato con los límites previstos para 2016 (0,15 y 0,21€/kWh)[37] se comprueba que el LCOE de la central híbrida estudiada se enmarca dentro. Por tanto, se puede considerar que los valores de costes y suposiciones establecidas son correctos.

A todo esto, es preciso añadir que las razones del alto coste de la electricidad para la central se deben a diversos factores derivados de la falta de madurez de la tecnología solar. Por una parte, el precio de los componentes solares es alto (15% del PEC), sobre todo el almacenamiento. En este caso, al ser de 15h incrementa el PEC significativamente. Por otra, los costes de mantenimiento y operación también son mayores, las tecnologías modernas precisan de un personal más especializado para su control y reparación. Asimismo, aunque la contribución de la energía solar reduce el consumo de carbón, su uso es todavía necesario y, como se ha comprobado anteriormente, este coste supone un porcentaje considerable de los gastos.

## CAPÍTULO 5

# Conclusiones y vías futuras

En este capítulo se presentan las conclusiones extraídas del estudio de la central híbrida, así como la comparación de esta con una central de carbón. Posteriormente, se introducen posibles vías futuras de trabajo.

### 5.1. Conclusiones

A lo largo de los capítulos anteriores se ha llevado a cabo un análisis exergético y económico de una central híbrida de carbón y energía solar por concentración. La situación actual en la que se hace cada vez más necesario reducir las emisiones de gases contaminantes, así como el consumo de combustibles fósiles, explica la introducción de soluciones que permitan lograr estos objetivos a corto y medio plazo. Dentro de estas medidas para frenar el cambio climático y sus consecuencias se encuentran las centrales híbridas.

En cuanto al análisis de esta central, se ha tomado como referencia una planta de torre solar y una térmica, ambas actualmente funcionando en España. A la vista de los resultados obtenidos, se pueden extraer las siguientes conclusiones.

#### 5.1.1. Análisis exergético

Uno de los principales parámetros para determinar la viabilidad y conveniencia de llevar a cabo proyectos de centrales híbridas es el análisis exergético. Para ello se ha simulado con el programa informático EbsilonProfessional la central en varias situaciones climatológicas. El

objetivo es determinar cómo cambia el consumo de carbón, las emisiones de contaminantes y la aportación de la energía solar según la hora y el día de año. Este estudio permitió diferenciar entre dos situaciones: noche y día. De este modo, al elegir Almería como emplazamiento para la central, se asegura un mínimo de radiación solar incluso en invierno, que es suficiente para calentar el vapor principal lo máximo que permite el intercambiador de calor. En cambio, por la noche, la radiación es cero y, como consecuencia, la aportación de la energía solar es nula y la central funciona exclusivamente con carbón. Según los resultados obtenidos en cada caso, se ha comprobado que el consumo de carbón se incrementa en un 25,92% por la noche. Asimismo, la generación de productos contaminantes también se ve aumentada en más de un 25%, especialmente de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y cenizas.

Se supone ahora, un escenario más restrictivo que el que se ha considerado en el trabajo, es decir aquel en que el almacenamiento no es capaz de cubrir las noches y durante esas 12h se usa carbón únicamente. Considerando una capacidad del 85%, la incorporación de la tecnología solar a una central híbrida ahorra aproximadamente 165 mil toneladas de carbón al año y 383 mil toneladas de CO<sub>2</sub>. Por tanto, la hibridación de las dos fuentes de energía se presenta como una solución factible para lograr los objetivos de reducción de contaminantes y de consumo de carbón.

En relación a la eficiencia exergética de la central, se ha obtenido un valor de 31,69%. Este porcentaje compara lo que se produce, en nuestro caso 582MW de potencia, con lo que invertimos en términos de exergía. En esta central se usa como combustible carbón y sol, por eso, la inversión será la exergía de ambos. Este valor mejora la eficiencia de las plantas que funcionan únicamente con energía solar. Por ejemplo, para una planta solar con las mismas temperaturas de sal fundida en la entrada y salida de la torre, la eficiencia es de 24,5%. [1] Por lo que se observa un incremento en casi 10 puntos porcentuales al combinar esta tecnología con la aportación del carbón.

Otra mejora respecto a las centrales solares es en la discontinuidad de la generación. Si bien el análisis se basó en una simulación estática de diferentes situaciones puntuales y, por tanto, no se puede ver el funcionamiento de la central a lo largo del tiempo, la hibridación permite a la planta seguir funcionando con carbón cuando la radiación solar es insuficiente. De esta forma se salva uno de los mayores inconvenientes de las energías renovables.

El último aspecto a tener en cuenta en este análisis es la destrucción de exergía. Se ha comprobado que el componente con mayor valor es el condensador, este dato es relevante ya que, como se ha explicado, no tiene una función productiva, sino que ayuda a aumentar el rendimiento total permitiendo menores presiones a la salida de la turbina y cerrando el ciclo de vapor-agua. Asimismo, la caldera es fuente de irreversibilidades, aunque en este caso se han minimizado mediante la transferencia de calor a dos corrientes distintas, precalentando dichas corrientes y controlando la cantidad de aire que entra a la caldera. Otra fuente de irreversibilidad es la transferencia de calor entre diferencias de temperatura grandes. Así, a mayor temperatura de la corriente caliente, mayor eficiencia del intercambiador porque se absorbe más calor, pero también más destrucción de exergía.

En conclusión, aunque la mayor parte de las irreversibilidades no pueden ser evitadas, como es el caso del proceso de combustión, la transferencia de calor mediante una diferencia finita de temperatura o la fricción, se pueden incorporar acciones que ayuden a mitigar los efectos. Estas acciones descritas anteriormente pueden verse mejoradas con el desarrollo de la tecnología solar. Se espera en los próximos años un avance en los componentes y fluidos de trabajo de manera que aumente la eficiencia total de la central. [2]

### **5.1.2. Análisis económico**

En lo que al estudio económico de la central híbrida respecta, se ha calculado la inversión inicial, los ingresos totales requeridos y el coste nivelado de electricidad. Tal y como se ha ido comentando en el capítulo 4.2, los valores resultantes del análisis coinciden con los de referencia para centrales solares de concentración. De esta forma, se puede aceptar los datos e hipótesis establecidos.

En relación a la inversión inicial requerida para construir y poner en marcha la central, se ha obtenido un importe de 8.050,32€/kW. Este valor queda comprendido en el rango de referencia para centrales solares de concentración por torre, 6.100 y 8.100 €/kW [15], dependiendo de las horas de almacenamiento. El motivo del elevado importe de la inversión de esta central radica en el uso de almacenamiento de 15h y la combinación con una planta de carbón. La capacidad

de almacenamiento puede aumentar la inversión inicial en un 66,67% cuando se extiende las reservas de 6h a 15h [2]. De igual manera, la incorporación de carbón a la central de torre solar aumenta los costes debido a factores como el importe de compra de la caldera, la complejidad de introducir y trabajar con dos tecnologías y el aumento de los intereses por el riesgo que supone la inmadurez del proyecto.

Además de la inversión inicial de la central híbrida, es necesario tener en cuenta en el análisis la evolución de los costes a los que tendrá que hacer frente a lo largo de su vida útil. Los más relevantes son los impuestos, los intereses por la financiación recibida y los gastos de suministro de carbón y O&M. Sin embargo, no todos evolucionan de forma similar. Los intereses y el impuesto de sociedades se van reduciendo con los años porque se tiene en cuenta el efecto de la depreciación. El resto de impuestos y el seguro se consideran constantes con el tiempo. No obstante, se observa un incremento notable de los gastos de combustible y O&M ya que están sujetos a la inflación. Asimismo, el deterioro y la pérdida de eficiencia con el paso del tiempo hacen necesario más carbón y mayores gastos en operatividad y mantenimiento. Debido a la importancia de estos costes en el ingreso total requerido (12,74% para el gasto en carbón y 13,36% para O&M) es imprescindible conocer la evolución del precio de carbón y de los costes de O&M. Un estudio con base en menos años permite ser capaz de ir modificando las condiciones, prever los nuevos costes y adaptarse a los cambios tecnológicos, legales y económicos.

El último de los factores económicos es el coste nivelado de la electricidad. Este parámetro permite comparar diferentes fuentes de electricidad estableciendo una relación entre la electricidad generada y los costes de producirla. El valor para esta central es de 0,19€/kWh. Se considera correcto ya que permanece dentro de los límites aceptables entre los LCOE esperados para la producción de electricidad por torre solar (0,15 y 0,21€/kWh) [3]. No obstante, se estima que el coste de la electricidad para las energías renovables irá disminuyendo con el tiempo debido al abaratamiento de los componentes solares y los costes derivados.

Tras el análisis de los tres parámetros económicos principales para el estudio de la viabilidad de un proyecto se puede concluir que el coste de la electricidad no sólo depende de los gastos de construcción y puesta en marcha, sino también de factores incontrolables como la demanda, ayudas, cambios políticos, tecnológicos y económicos. Por esta razón, no se puede analizar el

coste de la central híbrida de forma aislada.

Un aspecto importante que también es necesario considerar es el marco legal. Actualmente el sistema eléctrico español está liberalizado y el precio de la electricidad se decide por subasta. La demanda se va cubriendo con las ofertas de los productores de electricidad. Las reglas favorecen a las energías renovables, ya que tienen prioridad sobre los combustibles fósiles para entrar a la subasta. De esta manera, se considera que entran a precio cero y son los combustibles fósiles los que deciden el precio de la electricidad. [4]

Otro aspecto relevante es la seguridad de suministro. El precio del carbón, tanto nacional como exportado, está sujeto a incertidumbres que puede modificar su precio o la cantidad suministrada. Por el contrario, las energías renovables aprovechan las ventajas climatológicas y los recursos naturales de España sin agotarlos, en este caso del sol. Sin embargo, su dependencia de los recursos naturales hace que presenten problemas de inestabilidad y discontinuidad de servicio. La combinación de energías renovables con fuentes más estables de suministro, como el carbón, permite solucionar estos problemas de seguridad de suministro a corto plazo.

En el ámbito tecnológico se espera una reducción de la inversión de los equipos solares, especialmente de los espejos y del almacenamiento. También se prevén mayores eficiencias para los equipos y nuevos fluidos que alcancen mayores temperaturas para abaratar el almacenamiento. [2]

Si consideramos todos los aspectos económicos mencionados, se comprueba que la tecnología híbrida tiene una proyección viable en el futuro debido a la esperada reducción de costes, el marco legal que protege a las energías renovables, la reducción futura en costes y la seguridad de suministro al combinar las ventajas de fuentes renovables y convencionales.

### **5.1.3. Comparación de una central de carbón y una central híbrida**

En este apartado se va a comparar los resultados obtenidos de la planta híbrida con los que se esperaría para una central similar que empleara el carbón como única fuente de energía. Para ello se ha seguido el mismo proceso que en caso de la central híbrida (capítulo 3) y se ha tomado

como referencia los datos e hipótesis usados en el capítulo 4. Respecto al análisis exergético, se considerará que los valores obtenidos para la central híbrida sin aporte solar son aplicables para una central de carbón. En cambio, el análisis económico descrito en los capítulos 3.2 y 4.2 se volverá a realizar para la planta de carbón. A continuación, se presentan las características más notables al comparar ambos resultados.

#### 5.1.3.1. Análisis exergético

El principal resultado a señalar es la reducción en un 25% de las emisiones de productos contaminantes cuando funciona la parte solar. Esto tiene un doble valor, por un lado, ambiental al reducir el impacto de la producción de electricidad en el medio ambiente y el ser humano y, por otro lado, económico si existen penalizaciones por la cantidad de contaminantes emitidos.

Por otra parte, la independencia de los combustibles fósiles es otro de los objetivos de las centrales híbridas. El ahorro se estima en 165 mil toneladas al año, es decir un 10,29% menos cada año. Este dato es fundamental en España, donde la mayor parte de los combustibles fósiles son importados.

Por último, es relevante comparar el desempeño de la central híbrida con el de las plantas de carbón. Para este caso se obtiene una eficiencia exergética del 31,69%, mientras que los valores de las centrales térmicas de carbón se sitúan entre el 30 y el 40%. Por ejemplo, simulando la misma central durante la noche se obtiene una eficiencia exergética de un 34,81%. [5] Observando ambos datos, se encuentra una disminución de la eficiencia exergética del 8,96%.

De este modo, en base a los resultados anteriores se puede justificar el uso de centrales híbridas como sustitutas de las plantas convencionales de carbón desde el punto de vista exergético, medioambiental y de consumo de combustible.



### 5.1.3.2. Análisis económico

Para realizar el estudio se consideran las hipótesis y los datos del apartado 4.3.1.1. En cuanto al cálculo del coste de compra de los equipos, se toman los mismos precios que para la central híbrida, exceptuando los relacionados con la parte solar.

Tabla 5.1. Análisis económico de una central de carbón.

	CENTRAL HÍBRIDA	CENTRAL DE CARBÓN
Inversión inicial (antes de ajuste)	7.259,95 €/kW	4.640,77 €/kW
	4.225,29 mill €	3.139,11 mill €
Inversión neta (después de ajuste)	8.050,32 €/kW	5.979,69 €/kW
Coste de carbón nivelado	161,84 mill €	203,81 mill €
Coste de O&M nivelado	177,64 mill €	131,33 mill €
Periodo de recuperación de la inversión	8,57 años	6,33 años
LCOE	0,19 €/kWh	0,12 €/kWh

Además, en ambos casos se ha obtenido el periodo de recuperación de la inversión. Este parámetro calcula el tiempo necesario para que los ingresos recuperen la inversión neta depreciable. [34]

$$PR = \frac{IND}{I_L} \quad (4.1)$$

Donde  $I_L$  son los ingresos nivelados de la central, resultantes de multiplicar el precio de venta de la electricidad (0,10516 €/kWh) por la generación en un año (582 MW/s). Los ingresos son los mismos para ambas plantas ya que es el objetivo a alcanzar independientemente de la fuente de energía.

A la vista de los resultados, se observa que la central de carbón es más rentable que la central híbrida. La inversión necesaria es menor ya que no se dispone de componentes solares que encarecen significativamente los costes. Asimismo, el gasto en mantenimiento y control de la actividad de la central híbrida es mayor por el incremento del número de equipos y el aumento

de la complejidad del sistema, especialmente con una tecnología tan reciente. Lógicamente, los parámetros derivados de los factores anteriores, PR y LCOE, son también más bajos. El PR nos indica que la inversión de la planta híbrida se tardará 2 años más en recuperar.

El LCOE refleja la relación entre los costes y la generación, y al ser ésta constante para las dos centrales, se entiende que, a mayores costes de producción, mayor coste de la electricidad. Sin embargo, es necesario mencionar que, aunque el LCOE del carbón tiene coherencia con los valores medios (0,07 y 0,14 €/kWh), su valor es más elevado de lo esperado por las hipótesis expuestas en el análisis. Se han mantenido las condiciones de la central híbrida como porcentajes de tuberías, contingencias y sistema de control que se consideraron con mayor valor debido a la incorporación de la parte solar.

También cabe añadir que el coste del combustible se reduce en un 20,60% cuando se introduce la tecnología solar. Aunque esta disminución no es suficiente para aproximar los valores de LCOE, es la principal ventaja de las centrales híbridas. De esta forma, se reduce la dependencia del carbón y, como se ha visto en la comparación exergética, también de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En definitiva, los resultados obtenidos de la comparación entre las centrales híbridas y de carbón son, en rasgos generales, los esperados. La introducción de la tecnología solar incrementa el coste de la central, tanto la inversión inicial y sus costes derivados, como los gastos de mantenimiento y operación. Por tanto, actualmente dependería de la concesión de ayudas y beneficios fiscales por parte de los gobiernos.

No obstante, la hibridación del carbón con la torre solar reduce el consumo de combustible y, con ello, el gasto total de su compra y la emisión de productos contaminantes. Esta disminución se produce durante el día ya que se puede emplear la tecnología solar, pero también por la noche mediante el almacenamiento térmico generado durante las horas de sol. A esto hay que sumarle que la mejora de la central híbrida desde el punto de vista medioambiental hace de estas plantas una buena opción para alcanzar los objetivos de protocolos como el de Kioto, para la reducción de gases de efecto invernadero, o el Acuerdo de París sobre la limitación del calentamiento global en 1,5°C. [63][64]

## 5.2. Vías futuras

Las vías futuras de este trabajo pasan por concretar progresivamente los factores del análisis a medida que pasa el tiempo. Puesto que se trata de una tecnología aún en desarrollo, es necesario seguir su avance, especialmente en la reducción de coste de los componentes y en la mejora de la eficiencia. En este sentido, otro objetivo sería el de ajustar los precios de los componentes de la central mediante los datos reales de venta de los fabricantes, inaccesibles en este nivel.

Otro aspecto relevante a seguir en el futuro es el desarrollo de la política de Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) de la Unión Europea. Este sistema implantado en 2005 se basa en el mercado de emisiones de carbono. El RCDE establece un límite sobre la cantidad de gases de efecto invernadero que cada central eléctrica puede emitir. Dentro de ese límite, cada empresa puede comprar o vender en el mercado derechos de emisión. Si se pasa del límite establecido, las empresas están sujetas a fuertes sanciones. [65] Sin embargo, dado que este sistema está aún en fase de desarrollo y el precio de los derechos de emisión permanece bajo, no se ha considerado para este trabajo. En resumen, una vía futura sería comprobar cómo afecta esta medida a los costes de la central híbrida una vez que esté plenamente desarrollado el sistema de RCDE. [66][67]

## Bibliografía

- [1] M. Krüger, "Modelling of a Solid Oxide Fuel Cell for," vol. 18, no. 2, pp. 95–109, 2015.
- [2] K. M. Ong and A. F. Ghoniem, "Modeling of indirect carbon fuel cell systems with steam and dry gasification," *J. Power Sources*, vol. 313, pp. 51–64, 2016.
- [3] Banco Mundial, "Producción de electricidad a partir de carbón (% del total)." [Online]. Available:  
<http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.COAL.ZS?end=2015&start=2007&view=chart>. [Accessed: 06-Jun-2017].
- [4] E. El País, "Descenso de la producción de electricidad con carbón en España," 2016.
- [5] S. Samanta and S. Ghosh, "A thermo-economic analysis of repowering of a 250MW coal fired power plant through integration of Molten Carbonate Fuel Cell with carbon capture," *Int. J. Greenh. Gas Control*, vol. 51, pp. 48–55, 2016.
- [6] J. H. Peterseim, S. White, A. Tadros, and U. Hellwig, "Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation?," *Renew. Energy*, vol. 57, pp. 520–532, 2013.
- [7] H. Hong, S. Peng, Y. Zhao, Q. Liu, and H. Jin, "A typical solar-coal hybrid power plant in China," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 1777–1783, 2013.
- [8] E. W. Law, A. A. Prasad, M. Kay, and R. A. Taylor, "Direct normal irradiance forecasting and its application to concentrated solar thermal output forecasting - A review," *Sol. Energy*, vol. 108, pp. 287–307, 2014.
- [9] N. Boerema, G. Morrison, R. Taylor, and G. Rosengarten, "High temperature solar thermal central-receiver billboard design," *Sol. Energy*, vol. 97, pp. 356–368, 2013.
- [10] Y. Zhao, H. Hong, and H. Jin, "Optimization of the solar field size for the solar-coal hybrid system," *Appl. Energy*, pp. 1–11, 2015.

- [11] R. Zhai, P. Peng, Y. Yang, and M. Zhao, "Optimization study of integration strategies in solar aided coal-fired power generation system," *Renew. Energy*, vol. 68, pp. 80–86, 2014.
- [12] M. S. Jamel, A. Abd Rahman, and A. H. Shamsuddin, "Advances in the integration of solar thermal energy with conventional and non-conventional power plants," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 71–81, 2013.
- [13] C. S. Power, "Technology Roadmap Concentrating Solar Power," *Current*, vol. 5, pp. 1–52, 2010.
- [14] C. L. Martin and D. Y. Goswami, "Solar energy pocket reference," *Earthscan*, p. 88, 2005.
- [15] S. Taggart, "CSP: dish projects inch forward," *Renew. Energy Focus*, vol. 9, no. 4, pp. 52–54, 2008.
- [16] IEA-ETSAP and IRENA, "Concentrating Solar Power Technology Brief," *IEA-ETSAP IRENA Technol. Br. E10*, vol. 1, no. 2, pp. 331–339, 2013.
- [17] L. Duan, K. Xia, T. Feng, S. Jia, and J. Bian, "Study on coal-fired power plant with CO<sub>2</sub> capture by integrating molten carbonate fuel cell system," *Energy*, 2016.
- [18] J. Larminie and A. Dicks, *Fuel Cell Systems Explained*, vol. 93. 2001.
- [19] Development Centre for Hydrogen Technologies, "DCHT." [Online]. Available: <http://rcvt.si/en/>.
- [20] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, "Fuel Cell Systems." [Online]. Available: [http://energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-systems#fuel cell stack](http://energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-systems#fuel%20cell%20stack).
- [21] S. Badwal, S. Giddey, C. Munnings, and A. Kulkarni, "Review of progress in high temperature solid oxide fuel cells," *ChemInform*, vol. 46, 2015.
- [22] Fuel Cell Energy Inc., "Types of Fuel Cells." [Online]. Available: <http://www.fuelcellenergy.com/why-fuelcell-energy/types-of-fuel-cells/>.
- [23] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, "Types of Fuel Cells," pp. 2–4, 2015.

- [24] D. L. Chandler, "Hybrid system could cut coal-plant emissions in half," *MIT News Office*. [Online]. Available: <http://news.mit.edu/2016/hybrid-system-could-cut-coal-plant-emissions-half-0404>.
- [25] Yara, "Sal fundida para energía solar." [Online]. Available: <http://www.yara.es/quimicos/quimicos-especiales/sal-fundida-para-energia-solar/>.
- [26] C. J. Tristancho J., Almeraya F, "ESTUDIO DE LA CORROSIÓN POR SALES FUNDIDAS EN EL RECUBRIMIENTO NiCrFeNbMoTiAl, DEPOSITADO POR PLASMA SPRAY," *Sci. Tech.*, vol. XVI, no. 44, pp. 61–65, 2010.
- [27] A. H. Mamaghani, B. Najafi, A. Shirazi, and F. Rinaldi, "Exergetic, economic, and environmental evaluations and multi-objective optimization of a combined molten carbonate fuel cell-gas turbine system," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 77, pp. 1–11, 2015.
- [28] R. Bandyopadhyay and D. Pati??o-Echeverri, "An alternate wind power integration mechanism: Coal plants with flexible amine-based CCS," *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 704–713, 2016.
- [29] J. S. Bae, D. W. Lee, Y. J. Lee, S. J. Park, J. H. Park, J. G. Kim, C. Han, and Y. C. Choi, "An investigation of the evaporation behavior of bioliquid in the pores and its application to hybrid coal combining biomass with coal," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 90, pp. 199–206, 2015.
- [30] P. Trop, B. Anicic, and D. Goricanec, "Production of methanol from a mixture of torrefied biomass and coal," *Energy*, vol. 77, pp. 125–132, 2014.
- [31] E. Sciubba and G. Wall, "A brief commented history of exergy from the beginnings to 2004," *Int. J. Thermodyn.*, vol. 10, no. 1, pp. 1–26, 2007.
- [32] J. Szargut, "Appendix 1. Standard Chemical Exergy," *Thermodyn. Destr. Resour.*, pp. 1–8, 2011.
- [33] F. Tsatsaronis, George; Cziesla, "Thermoeconomics," *Encyclopedia of Physical Science and Technology, Volume 16*. Academic Press, pp. 659–680, 2002.
- [34] M. Bejan, Adrian; Tsatsaronis, George; Moran, *Thermal Design and Optimization*. 1996.

- [35] El Periodico de la Energía, “La producción y los precios mundiales del carbón, en caída libre.” [Online]. Available: <http://elperiodicodelaenergia.com/la-produccion-y-los-precios-mundiales-del-carbon-en-caida-libre/>. [Accessed: 14-Apr-2017].
- [36] IRENA, “Renewable Energy Technologies Cost Analysis Series: Concentrating Solar Power,” *Compr. Renew. Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 595–636, 2012.
- [37] OpenEI, “Transparent Cost Database - LCOE.” [Online]. Available: <http://en.openei.org/apps/TCDB/>. [Accessed: 16-May-2017].
- [38] European Commission, *European Research on Concentrated Solar Thermal Energy*. 2004.
- [39] INE - Boletín anual de Estadística, “Temperaturas medias , horas de sol y precipitación acuosa por comunidades y observatorios meteorológicos,” *Boletín Mens. Estadística*, pp. 1–6, 2013.
- [40] Endesa, “Información general de la Central Térmica Litoral | ENDESA EDUCA.” [Online]. Available: [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/instalaciones-electricas/informacion-litoral](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/instalaciones-electricas/informacion-litoral). [Accessed: 29-Dec-2016].
- [41] Google, “Google Maps.” [Online]. Available: <https://www.google.es/maps/>. [Accessed: 02-Jan-2017].
- [42] Torresol Energy, “Planta termosolar Gemasolar.” [Online]. Available: <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es>. [Accessed: 30-Dec-2016].
- [43] J. Dupont, R. F. De Souza, and P. a Z. Suarez, “Ionic Liquid ( Molten Salt ) Phase Organometallic Catalysis Ionic Liquid ( Molten Salt ) Phase Organometallic Catalysis,” *Chem. Rev.*, vol. 102, no. 10, pp. 3667–3692, 2002.
- [44] M. Zhang, X. Du, L. Pang, C. Xu, and L. Yang, “Performance of double source boiler with coal-fired and solar power tower heat for supercritical power generating unit,” *Energy*, vol. 104, pp. 64–75, 2016.
- [45] B. Drbal, Lawrence; Boston, Patricia; Westra, Kayla; Erickson, *Power Plant Engineering*.

1996.

- [46] S. García Garrido, “Condensador,” *Ciclo Agua-Vapor*. [Online]. Available: <http://www.cicloaguavapor.com/condensador>. [Accessed: 06-May-2017].
- [47] S. S. e I. Ministerio de Sanidad, “Torres de refrigeración y condensadores evaporativos,” in *Guía técnica para la Prevención y Control de la Legionelosis en instalaciones*, .
- [48] S. García Garrido, “El Desgasificador,” *Ciclo Agua-Vapor*. [Online]. Available: <http://www.cicloaguavapor.com/index.php/el-desgasificador>. [Accessed: 30-May-2017].
- [49] Cerney, “Desgasificador térmico para calderas industriales.” [Online]. Available: <http://www.cerney.es/productos/equipos-complementarios/desgasificador>. [Accessed: 30-May-2017].
- [50] “Base de datos meteorológica.” [Online]. Available: <http://datosclima.es/Aemet2013/Temperatura2013.php#>. [Accessed: 17-Jan-2017].
- [51] ADRASE, “Acceso a datos de radiación solar de España.” [Online]. Available: <http://www.adrase.com/>. [Accessed: 24-Mar-2017].
- [52] S. Peng, Z. Wang, H. Hong, D. Xu, and H. Jin, “Exergy evaluation of a typical 330 MW solar-hybrid coal-fired power plant in China,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 85, pp. 848–855, 2014.
- [53] S. C. Kaushik, V. S. Reddy, and S. K. Tyagi, “Energy and exergy analyses of thermal power plants: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, pp. 1857–1872, May 2011.
- [54] A. Green, C. Diep, R. Dunn, and J. Dent, “High Capacity Factor CSP-PV Hybrid Systems,” *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 2049–2059, 2015.
- [55] Global rates, “Inflación España - IPC.” [Online]. Available: <http://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/indice-de-precios-al-consumo/ipc/espana.aspx>. [Accessed: 14-Apr-2017].



- [56] Endesa, “Precio de la electricidad a tiempo real.” [Online]. Available: <https://www.endesaclientes.com/precio-luz-pvpc.html>. [Accessed: 13-Apr-2017].
- [57] Agencia Tributaria, “Tipos de gravámen aplicable a períodos impositivos iniciados en el año 2015 y 2016.” [Online]. Available: [http://www.agenciatributaria.es/AEAT.internet/Inicio/\\_Segmentos\\_/Empresas\\_y\\_profesionales/Empresas/Impuesto\\_sobre\\_Sociedades/Periodos\\_impositivos\\_a\\_partir\\_de\\_1\\_1\\_2015/Tipos\\_de\\_gravamen/Tipos\\_de\\_gravamen\\_aplicable\\_a\\_periodos\\_impositivos\\_iniciados\\_en\\_el\\_ano](http://www.agenciatributaria.es/AEAT.internet/Inicio/_Segmentos_/Empresas_y_profesionales/Empresas/Impuesto_sobre_Sociedades/Periodos_impositivos_a_partir_de_1_1_2015/Tipos_de_gravamen/Tipos_de_gravamen_aplicable_a_periodos_impositivos_iniciados_en_el_ano). [Accessed: 09-May-2017].
- [58] E. A. de A. Concejalía de Economía, “El Ayuntamiento rebaja un punto más el tipo de gravamen aplicable al IBI, que será del 0,46.” [Online]. Available: [http://www.almeriahacienda.es/index.php?option=com\\_content&view=article&id=131:2014-09-24-07-51-44&catid=36:noticias-del-area](http://www.almeriahacienda.es/index.php?option=com_content&view=article&id=131:2014-09-24-07-51-44&catid=36:noticias-del-area). [Accessed: 29-Apr-2017].
- [59] D. Meinel, C. Wieland, and H. Spliethoff, “Economic comparison of ORC (Organic Rankine cycle) processes at different scales,” *Energy*, vol. 74, no. C, pp. 694–706, 2014.
- [60] iLeón, “El carbón internacional duplica su precio en 2016 y ya es más caro que el autóctono.” [Online]. Available: <http://www.ileon.com/actualidad/empresas/070332/el-carbon-internacional-duplica-su-precio-en-2016-y-ya-es-mas-carro-que-el-autoctono>. [Accessed: 10-Apr-2017].
- [61] J. Hinkley, B. Curtin, J. Hayward, A. \Wonhas, R. Boyd, C. Grima, A. Tadros, R. Hall, K. Naicker, and A. Mikhail, “Concentrating solar power – drivers and opportunities for cost-competitive electricity,” no. March, pp. 1–32, 2011.
- [62] C. W. Loh, H.P.; Lyons, Jennifer; White, “Process Equipment Cost Estimation Final Report,” 2002.
- [63] Naciones Unidas, “Protocolo de Kyoto - Información Básica.” [Online]. Available: [http://unfccc.int/porta1\\_espanol/informacion\\_basica/protocolo\\_de\\_kyoto/items/6215.php](http://unfccc.int/porta1_espanol/informacion_basica/protocolo_de_kyoto/items/6215.php). [Accessed: 04-Jun-2017].
- [64] Comisión Europea, “Acuerdo de París | Acción por el Clima.” [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es). [Accessed: 04-

Jun-2017].

- [65] Comisión Europea, “Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE) | Acción por el Clima.” [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_es). [Accessed: 04-Jun-2017].
- [66] Energías Renovables, “El precio del CO2 cae casi un 40% pese a los objetivos de reducción tras la Cumbre de París.”
- [67] P. Teffer, “EU carbon credits drop below €6,” *EuObserver*, 2016.

## ANEXO I

## Resultado de la simulación

Al final del Anexo I se adjunta el esquema de la central con el nombre de todas las corrientes de las tablas.

## 1. Corrientes de vapor.

Tabla I.1. Resultados para las corrientes de vapor.

CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
V1	560	176	632,21	3.450,78	6,46	1.530,19
V2	560	41	602,06	3.582,20	7,25	1.424,97
E1	359,51	47	30,15	3.101,22	6,53	1.159,35
E2	525,20	32,92	36,31	3.510,75	7,26	1.350,11
E3	424,67	16,59	43,06	3.307,42	7,30	1.135,63
E4	300,80	6,29	32,34	3.063,01	7,35	874,82
E5	191,81	2,27	16,30	2.852,91	7,41	647,31
E6	135,36	1,23	6,23	2.745,48	7,45	529,82
E7	113,79	0,95	5,60	2.704,58	7,46	484,90
V3	86,42	0,61	462,22	2.638,88	7,48	412,24
V4	359,51	47	602,06	3.101,22	6,53	1.159,35
V5	539,38	45	602,06	3.531,03	7,15	1.404,82
V6	525,20	32,92	565,75	3.510,75	7,26	1.350,11
V7	424,67	16,59	522,69	3.307,42	7,30	1.135,63
V8	300,80	6,29	490,35	3.063,01	7,35	874,82
V9	191,81	2,27	474,05	2.852,91	7,41	647,31
V10	135,36	1,23	467,82	2.745,48	7,45	529,82
V11	113,79	0,95	462,22	2.704,58	7,46	484,90

<b>V12</b>	288,97	32,87	36,31	2.955,98	6,44	1.041,90
------------	--------	-------	-------	----------	------	----------

## 2. Corrientes de agua.

Tabla I.2. Resultados para las corrientes de agua.

<b>CORRIENTE</b>	<b>T (°C)</b>	<b>p (bar)</b>	<b>ṁ (kg/s)</b>	<b>H (kJ/kg)</b>	<b>S (kJ/kgK)</b>	<b>e<sup>PH</sup> (kJ/kg)</b>
<b>A1</b>	181	294,45	632,22	1.306,04	3,16	367,27
<b>A2</b>	182	261,78	632,22	1.142,32	2,87	292,16
<b>A3</b>	86,42	0,61	522,69	361,91	1,15	23,30
<b>A4</b>	86,42	0,61	60,48	404,84	1,27	30,63
<b>A5</b>	15	2	3.685,83	63,17	0,22	0,82
<b>A6</b>	83,42	2	3.685,83	349,42	1,12	21,33
<b>A7</b>	86,62	16,99	522,69	364,02	1,15	25,06
<b>A8</b>	86,80	16,94	522,69	364,78	1,15	25,19
<b>A9</b>	98,18	0,95	60,48	411,42	1,29	32,44
<b>A10</b>	96,62	0,95	60,48	404,84	1,27	31,15
<b>A11</b>	98,18	0,95	54,87	432,52	1,34	36,60
<b>A12</b>	103,18	1,23	54,87	432,52	1,34	36,73
<b>A13</b>	93,18	16,89	522,69	391,58	1,23	29,98
<b>A14</b>	105,41	1,23	54,87	441,94	1,37	38,71
<b>A15</b>	93,41	16,84	522,69	392,57	1,23	30,16
<b>A16</b>	100,41	16,79	522,69	422,00	1,31	35,87
<b>A17</b>	105,41	1,23	48,64	463,15	1,42	43,22
<b>A18</b>	110,41	2,27	48,64	463,15	1,42	43,41
<b>A19</b>	101,70	16,74	522,69	427,45	1,32	36,98
<b>A20</b>	124,22	2,27	48,64	521,72	1,57	57,26
<b>A21</b>	119,22	16,69	522,69	501,49	1,52	53,46
<b>A22</b>	124,22	2,27	32,34	543,28	1,63	62,64
<b>A23</b>	129,22	6,29	32,34	543,28	1,63	63,06

<b>A24</b>	160,66	6,29	32,34	678,44	1,95	101,80
<b>A25</b>	121,19	16,64	522,69	509,85	1,54	55,48
<b>A26</b>	155,66	16,59	522,69	657,40	1,90	96,09
<b>A27</b>	207,01	182,75	632,22	890,57	2,37	188,39
<b>A28</b>	203,14	16,59	66,46	930,14	2,49	191,15
<b>A29</b>	217,01	32,52	66,46	930,14	2,49	192,87
<b>A30</b>	209,37	182,70	632,22	901,08	2,39	192,39
<b>A31</b>	238,46	32,57	66,46	1.030,16	2,69	233,36
<b>A32</b>	233,97	182,40	632,22	1.012,03	2,62	236,46
<b>A33</b>	238,97	32,87	30,15	1.037,52	2,70	236,45
<b>A34</b>	239,97	46,65	30,15	1.037,52	2,70	237,44
<b>A35</b>	259,71	46,70	30,15	1.133,39	2,88	278,66
<b>A36</b>	234,97	182,35	632,22	1.016,61	2,63	238,34
<b>A37</b>	255,10	182,05	632,22	1.110,46	2,81	278,17
<b>A38</b>	15	2	423,57	63,17	0,22	0,82
<b>A39</b>	15,00	2,00	36,86	63,17	0,22	0,82

### 3. Corrientes de sales fundidas.

Tabla I.3. Resultados para las corrientes de sales fundidas.

<b>CORRIENTE</b>	<b>T (°C)</b>	<b>p (bar)</b>	<b>ṁ (kg/s)</b>	<b>H (kJ/kg)</b>	<b>S (kJ/kgK)</b>	<b>e<sup>PH</sup>(kJ/kg)</b>
<b>S1</b>	565	1	874,25	845,22	1,67	349,82
<b>S2</b>	565,20	5,30	874,25	845,54	1,67	350,10
<b>S3</b>	369,51	5,30	874,25	546,55	1,26	172,17
<b>S4</b>	290	1	874,25	426,96	1,06	111,69
<b>S5</b>	291,88	44	874,25	429,79	1,06	114,22
<b>S6</b>	565	1	874,25	845,22	1,67	389,81
<b>S7</b>	290	5	874,25	426,96	1,06	136,69
<b>S8</b>	290	1	874,25	426,96	1,06	136,58

#### 4. Corriente de aire.

Tabla I.4. Resultados para la corriente de aire.

CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
AIRE	25	1,01	499,33	25,54	6,96	0,00
AIRE1	15	1	1.424,04	15,18	6,89	-0,96
AIRE2	69,73	1	1.810,75	74,10	8,01	48,15

#### 5. Corriente de carbón.

Tabla I.5. Resultados para la corriente de carbón.

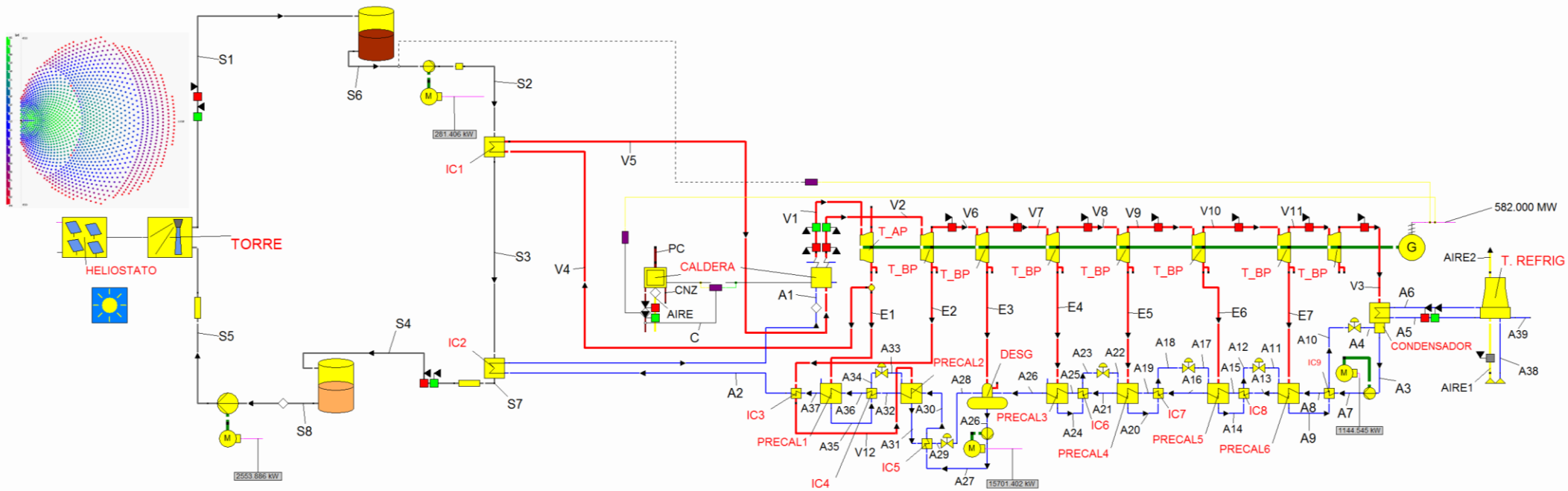
CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
C	25	1,01	47,41	27,85	0,49	0,00
CNZ	500	1,01	4,60	492,48	0,99	198,58

#### 6. Corriente de productos de combustión.

Tabla I.6. Resultados para la corriente de productos de combustión.

CORRIENTE	T (°C)	p (bar)	$\dot{m}$ (kg/s)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	$e^{PH}$ (kJ/kg)
PC	370	1,01	542,14	400,78	7,68	130,40

Figura I.1. Esquema de la central híbrida.



## ANEXO II

## Eficiencia exergética y exergía destruida de las corrientes de la central

Tabla II.1. Exergías para las corrientes principales.

CORRIENTE	$e^{PH}$ (kJ/kg)	$e^{-CH}$ (kJ/kg)	$\dot{E}$ (MW)
<b>VAPOR</b>			
V1	1.530,19	527,78	1.301,08
V2	1.424,97	527,78	1.175,67
E1	1.159,35	527,78	50,87
E2	1.350,11	527,78	68,18
E3	1.135,63	527,78	71,63
E4	874,82	527,78	45,36
E5	647,31	527,78	19,15
E6	529,82	527,78	6,59
E7	484,90	527,78	5,67
V3	412,24	527,78	434,49
V4	1.159,35	527,78	1.015,75
V5	1.404,82	527,78	1.163,54
V6	1.350,11	527,78	1.062,42
V7	1.135,63	527,78	869,45
V8	874,82	527,78	687,76
V9	647,31	527,78	557,05
V10	529,82	527,78	494,76
V11	484,90	527,78	468,08
V12	1.041,90	527,78	56,99
<b>AGUA</b>			
A1	367,27	50	263,81



<b>A2</b>	292,16	50	216,32
<b>A3</b>	23,30	50	38,31
<b>A4</b>	30,63	50	4,88
<b>A5</b>	0,82	50	187,30
<b>A6</b>	21,33	50	262,89
<b>A7</b>	25,06	50	39,23
<b>A8</b>	25,19	50	39,30
<b>A9</b>	32,44	50	4,99
<b>A10</b>	31,15	50	4,91
<b>A11</b>	36,60	50	4,75
<b>A12</b>	36,73	50	4,76
<b>A13</b>	29,98	50	41,80
<b>A14</b>	38,71	50	4,87
<b>A15</b>	30,16	50	41,90
<b>A16</b>	35,87	50	44,89
<b>A17</b>	43,22	50	4,53
<b>A18</b>	43,41	50	4,54
<b>A19</b>	36,98	50	45,46
<b>A20</b>	57,26	50	5,22
<b>A21</b>	53,46	50	54,08
<b>A22</b>	62,64	50	3,64
<b>A23</b>	63,06	50	3,66
<b>A24</b>	101,80	50	4,91
<b>A25</b>	55,48	50	55,13
<b>A26</b>	96,09	50	76,36
<b>A27</b>	188,39	50	150,71
<b>A28</b>	191,15	50	16,03
<b>A29</b>	192,87	50	16,14
<b>A30</b>	192,39	50	153,24
<b>A31</b>	233,36	50	18,83
<b>A32</b>	236,46	50	181,10

<b>A33</b>	236,45	50	8,64
<b>A34</b>	237,44	50	8,67
<b>A35</b>	278,66	50	9,91
<b>A36</b>	238,34	50	182,29
<b>A37</b>	278,17	50	207,48
<b>A38</b>	0,82	50	21,52
<b>A39</b>	0,82	50	1,87
<b>SAL FUNDIDA</b>			
<b>S1</b>	349,82	-237,14	98,51
<b>S2</b>	350,10	-237,14	98,76
<b>S3</b>	172,17	-237,14	-56,80
<b>S4</b>	111,69	-237,14	-109,67
<b>S5</b>	114,22	-237,14	-107,46
<b>S6</b>	389,81	-237,14	98,51
<b>S7</b>	136,69	-237,14	-109,57
<b>S8</b>	136,58	-237,14	-109,67
<b>AIRE</b>			
<b>AIRE</b>	0	0	0
<b>AIRE1</b>	-0,96	0	-1,37
<b>AIRE2</b>	48,15	0	87,18
<b>CARBÓN</b>			
<b>C</b>	0	28.004,91	1.327,68
<b>CNZ</b>	198,58	0	0,91
<b>PRODUCTOS COMBUSTIÓN</b>			
<b>PC</b>	130,40	89,82	119,39

## ANEXO III

## Cálculo del Ingreso Total Requerido

Tabla III.1. Depreciación de la central híbrida.

Nº AÑO	AÑO	FD (%)	DF (mill €)	VALOR CENTRAL (mill €)
0	2018	0	0,00	4.499,79
1	2019	4,76	214,28	4.285,51
2	2020	4,76	214,28	4.071,24
3	2021	4,76	214,28	3.856,96
4	2022	4,76	214,28	3.642,69
5	2023	4,76	214,28	3.428,41
6	2024	4,76	214,28	3.214,13
7	2025	4,76	214,28	2.999,86
8	2026	4,76	214,28	2.785,58
9	2027	4,76	214,28	2.571,31
10	2028	4,76	214,28	2.357,03
11	2029	4,76	214,28	2.142,76
12	2030	4,76	214,28	1.928,48
13	2031	4,76	214,28	1.714,21
14	2032	4,76	214,28	1.499,93
15	2033	4,76	214,28	1.285,65
16	2034	4,76	214,28	1.071,38
17	2035	4,76	214,28	857,10
18	2036	4,76	214,28	642,83
19	2037	4,76	214,28	428,55
20	2038	4,76	214,28	214,28
21	2039	4,76	214,28	0,00

Tabla III.2. Recuperación total de capital. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	DC	IDR	$IPDC_{AO}$	TCR
1	2019	179,99	10,29	3,36	193,64
2	2020	179,99	10,29	3,36	193,64
3	2021	179,99	10,29	3,36	193,64
4	2022	179,99	10,29	3,36	193,64
5	2023	179,99	10,29	3,36	193,64
6	2024	179,99	10,29	3,36	193,64
7	2025	179,99	10,29	3,36	193,64
8	2026	179,99	10,29	3,36	193,64
9	2027	179,99	10,29	3,36	193,64
10	2028	179,99	10,29	3,36	193,64
11	2029	179,99	10,29	3,36	193,64
12	2030	179,99	10,29	3,36	193,64
13	2031	179,99	10,29	3,36	193,64
14	2032	179,99	10,29	3,36	193,64
15	2033	179,99	10,29	3,36	193,64
16	2034	179,99	10,29	3,36	193,64
17	2035	179,99	10,29	3,36	193,64
18	2036	179,99	10,29	3,36	193,64
19	2037	179,99	10,29	3,36	193,64
20	2038	179,99	10,29	3,36	193,64
21	2039	179,99	10,29	3,36	193,64
22	2040	179,99	-54,00	3,36	129,36
23	2041	179,99	-54,00	3,36	129,36
24	2042	179,99	-54,00	3,36	129,36
25	2043	179,99	-54,00	3,36	129,36
<b>TOTAL</b>					<b>4.583,85</b>
Coste del terreno y AC					101,44
<b>Inversión neta</b>					<b>4.685,29</b>

Tabla III.3. ROI del préstamo (65%) con interés del 10%. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	BPA	$DC_{pr}$	$IDR_{pr}$	ROI
1	2019	3.045,44	121,82	6,69	304,54
2	2020	2.916,93	121,82	6,69	291,69
3	2021	2.788,43	121,82	6,69	278,84
4	2022	2.659,93	121,82	6,69	265,99
5	2023	2.531,43	121,82	6,69	253,14
6	2024	2.402,92	121,82	6,69	240,29
7	2025	2.274,42	121,82	6,69	227,44
8	2026	2.145,92	121,82	6,69	214,59
9	2027	2.017,41	121,82	6,69	201,74
10	2028	1.888,91	121,82	6,69	188,89
11	2029	1.760,41	121,82	6,69	176,04
12	2030	1.631,91	121,82	6,69	163,19
13	2031	1.503,40	121,82	6,69	150,34
14	2032	1.374,90	121,82	6,69	137,49
15	2033	1.246,40	121,82	6,69	124,64
16	2034	1.117,89	121,82	6,69	111,79
17	2035	989,39	121,82	6,69	98,94
18	2036	860,89	121,82	6,69	86,09
19	2037	732,39	121,82	6,69	73,24
20	2038	603,88	121,82	6,69	60,39
21	2039	475,38	121,82	6,69	47,54
22	2040	346,88	121,82	-35,10	34,69
23	2041	260,16	121,82	-35,10	26,02
24	2042	173,44	121,82	-35,10	17,34
25	2043	86,72	121,82	-35,10	8,67

Tabla III.4. ROI de las acciones ordinarias (25%) con interés del 15%. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	BPA	$DC_{AO}$	$IDR_{AO}$	ROI
1	2019	1.171,32	43,49	5,93	175,70
2	2020	1.121,90	43,49	5,93	168,28
3	2021	1.072,47	43,49	5,93	160,87
4	2022	1.023,05	43,49	5,93	153,46
5	2023	973,63	43,49	5,93	146,04
6	2024	924,20	43,49	5,93	138,63
7	2025	874,78	43,49	5,93	131,22
8	2026	825,35	43,49	5,93	123,80
9	2027	775,93	43,49	5,93	116,39
10	2028	726,50	43,49	5,93	108,98
11	2029	677,08	43,49	5,93	101,56
12	2030	627,66	43,49	5,93	94,15
13	2031	578,23	43,49	5,93	86,73
14	2032	528,81	43,49	5,93	79,32
15	2033	479,38	43,49	5,93	71,91
16	2034	429,96	43,49	5,93	64,49
17	2035	380,53	43,49	5,93	57,08
18	2036	331,11	43,49	5,93	49,67
19	2037	281,69	43,49	5,93	42,25
20	2038	232,26	43,49	5,93	34,84
21	2039	182,84	43,49	5,93	27,43
22	2040	133,41	43,49	-10,14	20,01
23	2041	100,06	43,49	-10,14	15,01
24	2042	66,71	43,49	-10,14	10,01
25	2043	33,35	43,49	-10,14	5,00

Tabla III.5. ROI de las acciones preferentes (10%) con interés del 11,70%. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	BPA	$DC_{AP}$	$IDR_{AP}$	ROI
1	2019	468,53	18,74	1,03	54,82
2	2020	448,76	18,74	1,03	52,50
3	2021	428,99	18,74	1,03	50,19
4	2022	409,22	18,74	1,03	47,88
5	2023	389,45	18,74	1,03	45,57
6	2024	369,68	18,74	1,03	43,25
7	2025	349,91	18,74	1,03	40,94
8	2026	330,14	18,74	1,03	38,63
9	2027	310,37	18,74	1,03	36,31
10	2028	290,60	18,74	1,03	34,00
11	2029	270,83	18,74	1,03	31,69
12	2030	251,06	18,74	1,03	29,37
13	2031	231,29	18,74	1,03	27,06
14	2032	211,52	18,74	1,03	24,75
15	2033	191,75	18,74	1,03	22,44
16	2034	171,98	18,74	1,03	20,12
17	2035	152,21	18,74	1,03	17,81
18	2036	132,44	18,74	1,03	15,50
19	2037	112,67	18,74	1,03	13,18
20	2038	92,90	18,74	1,03	10,87
21	2039	73,14	18,74	1,03	8,56
22	2040	53,37	18,74	-5,40	6,24
23	2041	40,02	18,74	-5,40	4,68
24	2042	26,68	18,74	-5,40	3,12
25	2043	13,34	18,74	-5,40	1,56

Tabla III.6. Impuestos y seguros. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	IS	OIS
1	2019	89,95	40,57
2	2020	85,78	40,57
3	2021	81,61	40,57
4	2022	77,44	40,57
5	2023	73,27	40,57
6	2024	69,11	40,57
7	2025	64,94	40,57
8	2026	60,77	40,57
9	2027	56,60	40,57
10	2028	52,43	40,57
11	2029	48,26	40,57
12	2030	44,09	40,57
13	2031	39,93	40,57
14	2032	35,76	40,57
15	2033	31,59	40,57
16	2034	27,42	40,57
17	2035	23,25	40,57
18	2036	19,08	40,57
19	2037	14,91	40,57
20	2038	10,75	40,57
21	2039	6,58	40,57
22	2040	66,69	40,57
23	2041	63,88	40,57
24	2042	61,06	40,57
25	2043	58,25	40,57



Tabla III.7. Costes de carbón y O&amp;M para los 25 años de vida. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	FC	O&M
1	2019	140,39	154,10
2	2020	145,29	158,68
3	2021	150,36	163,40
4	2022	155,61	168,27
5	2023	161,04	173,27
6	2024	166,66	178,43
7	2025	172,48	183,73
8	2026	178,50	189,20
9	2027	184,73	194,83
10	2028	191,17	200,63
11	2029	197,84	206,59
12	2030	204,75	212,74
13	2031	211,89	219,07
14	2032	219,29	225,59
15	2033	226,94	232,30
16	2034	234,86	239,21
17	2035	243,06	246,33
18	2036	251,54	253,65
19	2037	260,32	261,20
20	2038	269,40	268,97
21	2039	278,81	276,97
22	2040	288,54	285,21
23	2041	298,61	293,70
24	2042	309,03	302,44
25	2043	319,81	311,43

Tabla III.8. Ingreso total requerido. (millones de euros)

Nº AÑO	AÑO	$TRR_{cor}$	$TRR_{cte}$
1	2019	1.153,71	1.056,58
2	2020	1.136,45	1.010,70
3	2021	1.119,49	966,86
4	2022	1.102,86	924,97
5	2023	1.086,55	884,96
6	2024	1.070,58	846,77
7	2025	1.054,95	810,30
8	2026	1.039,69	775,51
9	2027	1.024,81	742,32
10	2028	1.010,30	710,67
11	2029	996,20	680,51
12	2030	982,50	651,76
13	2031	969,23	624,38
14	2032	956,40	598,32
15	2033	944,02	573,51
16	2034	932,10	549,91
17	2035	920,67	527,47
18	2036	909,74	506,15
19	2037	899,32	485,90
20	2038	889,43	466,67
21	2039	880,08	448,43
22	2040	871,31	431,13
23	2041	871,81	418,92
24	2042	872,92	407,33
25	2043	874,66	396,35

